

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SOLUÇÃO ESTRUTURAL PARA A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO DE  
ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO AMAZONAS

WILLAMY MOREIRA FROTA

TD 12 / 2009

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WILLAMY MOREIRA FROTA

SOLUÇÃO ESTRUTURAL PARA A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO  
DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO AMAZONAS

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WILLAMY MOREIRA FROTA

SOLUÇÃO ESTRUTURAL PARA A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO  
DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO AMAZONAS

Tese submetida à Banca Examinadora  
do Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica da UFPA para a  
obtenção do Grau de Doutor em  
Engenharia Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2009

---

F241s

Frota, Willamy Moreira

Solução estrutural para a segurança do suprimento de energia elétrica no estado do Amazonas / Willamy Moreira Frota; orientadora, Brígida Ramati Pereira da Rocha. – 2009

Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2009.

1. Sistemas de energia elétrica – aspectos econômicos – Amazonas. 2. Política energética – Amazônia. I. Orientador. II. Título.

CDD – 22 ed. 333.79098113

---

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SOLUÇÃO ESTRUTURAL PARA A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO DE ENERGIA  
ELÉTRICA NO ESTADO DO AMAZONAS

AUTOR: WILLAMY MOREIRA FROTA

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA  
APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA  
ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM 17 / 12 / 2009

BANCA EXAMINADORA:

---

Profa. Dra. Brígida Ramati Pereira da Rocha  
(ORIENTADORA – UFPA)

---

Prof. Dr. Kamal Abdel Radi Ismail  
(MEMBRO – UNICAMP)

---

Profa. Dra. Elizabeth Ferreira Cartaxo  
(MEMBRO – UFAM)

---

Prof. Dr. Cláudio Luciano da Rocha Conde  
(MEMBRO – SEDECT)

---

Prof. Dr. José Augusto Lima Barreiros  
(MEMBRO – UFPA)

---

Prof. Dr. Carlos Tavares da Costa Júnior  
(MEMBRO – UFPA)

VISTO:

---

Prof. Dr. Marcus Vinícius Alves Nunes  
(COORDENADOR DO PPGEE/ITEC/UFPA)

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha esposa Maurea Fernanda e aos meus Filhos  
Willamy Rafael, Ian Gabriel e Alan Micael.

## AGRADECIMENTOS:

A Deus por me conceder mais esta oportunidade acadêmica.

Aos meus pais, Edmundo e Raimunda, pela educação e exemplo de dedicação e honestidade.

Aos meus irmãos, Whagno, Maria Zeila, Maria Zeli e Whylker, pelos incentivos e apoio que recebi.

À Professora Dra. Brígida Rocha, pela orientação, confiança, idéias e importantes contribuições ao longo deste trabalho.

Aos Professores Rubem e Sandro (UFAM), pelo apoio e atenção durante o curso de doutorado.

Às empresas Manaus Energia, CEAM, Amazonas Energia, Eletronorte e Eletrobrás pelas informações disponibilizadas.

Aos amigos José Gonçalves e Maria Rosana (Eletronorte), Maria Sevalho, Jackson Feijó e Rosilene Martins (Amazonas Energia), pelo companheirismo e ajuda nas atividades realizadas.

A todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta tese.

“Feliz o homem que acha sabedoria, e o homem que adquire conhecimento, porque melhor é o lucro que ela dá do que o da prata, e melhor a sua renda do que o ouro mais fino.”

Pv 3.13,14.

“Amazônia: devemos observar o passado e agir no presente, olhando para o futuro.”

Willamy Frota (2009).



## RESUMO

O vetor energia elétrica assume importância significativa no processo de integração da Amazônia ao desenvolvimento nacional. O atendimento às necessidades de energia elétrica a esta região adquire, portanto, prioridade dentre os objetivos constitucionais de redução das desigualdades regionais (FROTA, 2004). No estado do Amazonas, pode-se dizer que a falta de energia elétrica é um fator de limitação do desenvolvimento regional e, em muitas das localidades, menores e mais isoladas, um fator de marginalização econômica, social e cultural. A histórica situação do uso em larga escala de combustíveis derivados de petróleo para a geração de energia elétrica no estado do Amazonas, com grandes prejuízos econômicos e ambientais para a sociedade brasileira, precisa ser resolvida pelo planejamento energético brasileiro, impondo-se a necessidade de se buscar outras fontes mais limpas, mais seguras e de menor custo. O Estado se distingue das demais regiões do país pela existência de diversos sistemas isolados, principalmente o da capital Manaus, que apresenta baixa confiabilidade e qualidade de serviços, e com custos elevadíssimos, tendo em vista a necessidade de geração térmica a diesel e a óleo combustível, cujo montante representa cerca de 73% de todo o combustível previsto para ser utilizado no Brasil na geração de energia termoeletrica (GTON, 2009), sinalizando um custo com combustível para o ano de 2009 superior a R\$ 3 bilhões (US\$ 1.5 bilhão), que é suportado, em grande parte, pelas transferências de recursos obtidos através de subsídios da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC. Neste cenário, o presente trabalho visa apresentar uma abordagem dos principais problemas existentes, bem como uma proposta de solução estrutural para o negócio de energia elétrica para o estado do Amazonas que possa contribuir para a melhoria das diretrizes de uma política energética compatível com os objetivos do atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro, possibilitando o início de um novo ciclo de desenvolvimento e crescimento para o estado do Amazonas e para a Região Amazônica.

**Palavras-Chave:** Energia Elétrica, Sistemas Isolados, Linhas de Transmissão, Políticas Energéticas, Planejamento.

## ABSTRACT

The electric energy vector assumes significant importance in the process of the Amazon integration to the national development. The electric energy support on this region, reaches a high priority level among the constitutional objectives on reduction the regional differences (FROTA, 2004). In the Amazon state, it can be stated that the lack of energy is a fact that decreases the regional development, and in many locations, smaller and more isolated, a factor of social, economic and cultural marginalization. The historical situation of the increasing use of fuel derived petroleum to the power generation in the Amazon state brings huge economic and environmental damage to the Brazilian society, and it has to be solved by the energetic Brazilian planning organ, by imposing the need of reaching other cleaner, safer and less expensive sources. The state is different from other regions of the country due to the existence of several isolated systems, mainly from its capital, Manaus, that shows low reliability and quality in its energy service, adding to that the high cost, considering the need of thermal diesel and oil generation, their amount represents about 73% of all fuel that have to be used in Brazil to thermoelectric power generation (GTON, 2009), having a final cost of 3 billions (US\$ 1.5 billion) which is supported, most of it, by the sources transferences obtained through the subsidies of the Consumption Account of Fossil Fuels - CCC. Having this in mind, this assignment has as objective to present an approach of the mainly existing problems, as well as a proposal of structural solution for the energy business to the Amazon state, that can contribute to the improvement of the principles that rule, the compatible energetic politics with the goals of the updated institutional model of the Brazilian electric sector, giving birth to a new cycle of development and growing to the Amazon state and to the Amazon region.

**Keywords:** Electrical Energy, Isolated Systems, Transmission Lines, Energy Policy, Planning.

## SUMÁRIO

Lista de Figuras.....	xv
Lista de Tabelas .....	xvii
Lista de Abreviaturas e Siglas .....	xix
Capítulo 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Caracterização do Problema .....	1
1.2. Aspectos Gerais dos Recursos Naturais Brasileiros .....	7
1.2.1. Potencial Hidrelétrico Brasileiro .....	9
1.3. Empresas de Energia Elétrica na Amazônia.....	12
1.4. Objetivos da Tese.....	18
1.4.1. Objetivo Geral.....	18
1.4.2. Objetivos Específicos .....	18
1.5. Justificativa da Pesquisa .....	18
1.6. Estrutura do Trabalho .....	19
Capítulo 2 – SISTEMAS ELÉTRICOS DA AMAZÔNIA .....	20
2.1. Características Gerais dos Sistemas.....	20
2.2. Sistema Elétrico Interligado da Amazônia .....	21
2.3. Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia .....	22
2.3.1. Sistemas Isolados do Estado de Roraima .....	23
2.3.2. Sistemas Isolados do Estado do Amapá .....	26
2.3.3. Sistemas Isolados do Estado do Amazonas .....	28
2.3.4. Sistemas Isolados do Estado do Acre .....	31
2.3.5. Sistemas Isolados do Estado de Rondônia.....	33
2.3.6. Sistemas Isolados do Estado do Pará.....	35
2.3.7. Sistemas Isolados do Estado de Mato Grosso. ....	36
Capítulo 3 – ESPECIFICIDADES DOS SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS DA AMAZÔNIA.....	38
3.1. Contextualização.....	38
3.2. Desempenho Econômico-Financeiro das Empresas dos Sistemas Isolados.....	40
3.2.1. Mercados .....	40
3.2.2. Tributação do ICMS .....	41
3.2.3. Perdas de Energia Elétrica. ....	43
3.2.4. Inadimplência .....	45

3.3. Planejamento da CCC dos Sistemas Elétricos Isolados.....	47
3.3.1. A Conta de Consumo de Combustíveis para os Sistemas Elétricos Isolados .....	47
3.3.2. Plano de Operação dos Sistemas Elétricos Isolados .....	48
3.3.3. Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Elétricos Isolados .....	49
3.3.4. Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados .....	51
3.3.5. Cotas Mensais da CCC dos Sistemas Elétricos Isolados .....	51
3.4. O Programa Nacional de Universalização .....	53
3.4.1. Objetivos .....	53
3.4.2. Metas.....	55
Capítulo 4 – POLÍTICA ENERGÉTICA, PLANEJAMENTO E REGULAÇÃO PARA OS SISTEMAS ISOLADOS .....	60
4.1. Política Energética .....	60
4.1.1. A Necessidade de Subsídios .....	60
4.1.2. A Questão Tributária .....	64
4.2. Planejamento dos Sistemas Elétricos Isolados .....	65
4.2.1. A Necessidade de um Planejamento Energético Integrado .....	65
4.2.2. Proposta de um Processo de Planejamento e Monitoramento para os Sistemas Elétricos Isolados Aderente ao Modelo Atual do Setor Elétrico Brasileiro .....	66
4.3. Regulação dos Sistemas Elétricos Isolados .....	70
4.3.1. A Importância e o Papel dos Agentes Reguladores .....	70
4.3.2. Proposta de Regulação Tarifária para os Sistemas Elétricos Isolados.....	72
4.4. Síntese do Modelo Atual Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.....	74
4.4.1. Cronologia do Modelo Atual e os Sistemas Isolados .....	74
4.4.2. Premissas do Modelo Atual .....	75
4.4.2.1. Segurança do Suprimento .....	76
4.4.2.2. Modicidade Tarifária .....	76
4.4.2.3. Ambientes de Contratação .....	77
4.4.2.4. Consumidores Livres .....	77
4.4.3. Agentes Institucionais.....	78
4.4.3.1. Atribuições Principais dos Agentes Institucionais Anteriores.....	78
4.4.3.2. Novos Agentes Institucionais .....	79
4.4.4. As Bases do Modelo do Setor Elétrico .....	80
4.4.4.1. Planejamento da Expansão do Setor Elétrico .....	80
4.4.4.2. Licitações .....	81

4.4.4.3. Contratação da Energia .....	81
4.4.4.4. Desverticalização .....	83
4.4.4.5. Geradores .....	84
4.4.4.6. Distribuidores .....	85
4.4.4.7. Consumidores Livres e Comercializadores .....	86
4.4.4.8. Reserva Conjuntural de Energia .....	87
4.4.4.9. Programas Setoriais do Governo .....	87
4.4.5. Aspectos Gerais .....	87
Capítulo 5 – METODOLOGIA .....	90
5.1. Metodologia para Levantamento de Dados de Referência .....	90
5.2. Atendimento ao Mercado de Energia Elétrica no Curto Prazo .....	90
5.3. Metodologia para Cálculo do Fator de Emissão na Geração de Eletricidade .....	91
5.4. Atendimento ao Mercado de Energia no Horizonte de Médio e Longo Prazo .....	93
5.5. Critério de Atendimento n-1 (Segurança) .....	93
Capítulo 6 – MELHORIAS ESTRUTURAIS DE SUPRIMENTO PARA O SISTEMA ELÉTRICO ISOLADO DE MANAUS .....	94
6.1. Motivação .....	94
6.2. O Modelo Zona Franca de Manaus .....	97
6.3. Aproveitamento do Gás Natural da Bacia do Solimões .....	99
6.3.1. Justificativa do Empreendimento .....	102
6.3.2. Características Principais do Gasoduto Urucu – Porto Velho .....	104
6.3.3. Características Principais do Gasoduto Coari – Manaus .....	105
6.4. Interligação Elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN .....	107
6.4.1. Estudos de Mercado .....	110
6.4.2. Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus .....	111
6.4.2.1. Composição do Mercado .....	111
6.4.2.2. População Beneficiada .....	111
6.4.2.3. Características Preliminares da Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.....	113
6.4.3. Interligação Porto Velho – Manaus .....	114
6.4.3.1. Composição do Mercado .....	115
6.4.3.2. População Beneficiada .....	115
6.4.3.3. Características Preliminares da Interligação Porto Velho – Manaus – Boa Vista .....	116

Capítulo 7 – O NEGÓCIO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO AMAZONAS .....	120
7.1. Análise das Alternativas de Suprimento ao Sistema Elétrico Manaus .....	120
7.1.1. Implantação do Projeto Gás Natural .....	123
7.1.2. Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus .....	127
7.1.3. Interligação Porto Velho – Manaus – Boa Vista .....	129
7.2. Perspectiva de Integração Energética .....	133
Capítulo 8 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....	136
8.1. Considerações Finais .....	136
8.2. Recomendações para Trabalhos Futuros .....	139
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	140
ANEXO A .....	145
ANEXO B .....	154
ANEXO C .....	156
ANEXO D .....	158
ANEXO E .....	160

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Distribuição geográfica do consumo de energia elétrica por subsistema elétrico realizado no ano de 2008. ....	6
Figura 1.2 – Investimentos da Eletronorte na Amazônia.....	16
Figura 1.3 – Concessionárias distribuidoras de energia elétrica da Amazônia.....	17
Figura 2.1 – Participação dos principais mercados no consumo total dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia em 2008. ....	23
Figura 3.1 – Evolução entre 1999 a 2007 do índice de perdas das empresas concessionárias governamentais de energia elétrica dos sistemas isolados da região Norte.....	44
Figura 3.2 – Segmentos consumidores responsáveis pela inadimplência nos sistemas elétricos isolados da região Norte em 2007.....	46
Figura 3.3 – Diagrama operacional do plano anual de combustíveis dos sistemas isolados ..	50
Figura 3.4 – Elevação dos preços dos combustíveis no estado do Amazonas entre jan/1999 a jan/2008 .....	53
Figura 3.5 – Índices de exclusão elétrica no meio rural por Estado .....	56
Figura 3.6 – Números absolutos de exclusão elétrica no meio rural por Estado.....	57
Figura 3.7 – Distribuição por região dos domicílios não atendidos por energia elétrica no meio rural .....	57
Figura 3.8 – Números de ligações realizadas por Estado no período de 2004 a 2007.....	58
Figura 3.9 – Distribuição por região do atendimento por energia elétrica no meio rural no período de 2004 a 2007 .....	58
Figura 4.1 – Visão geral do modelo de contratação .....	82
Figura 4.2 – Visão geral das relações contratuais no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro .....	83
Figura 6.1 – Distribuição do mercado da Manaus Energia – Capital por classe de consumidores em 2008 .....	95
Figura 6.2 – Distribuição do mercado da Manaus Energia – Interior por classe de consumidores em 2008 .....	95
Figura 6.3 – Distribuição do consumo de energia elétrica da região Sudeste em 2008.....	95
Figura 6.4 – Distribuição do consumo de energia elétrica no Brasil em 2008. ....	95
Figura 6.5 – Produção de gás natural por unidade da Federação em 2008.....	100
Figura 6.6 – Produção de gás natural por região em 2008 .....	100
Figura 6.7 – Reservas totais de gás natural por unidade da Federação em 2008.....	100

Figura 6.8 – Reservas totais de gás natural por região em 2008.....	100
Figura 6.9 – Aproveitamento termelétrico do gás natural da bacia do rio Solimões.....	102
Figura 6.10 – Derivações do gasoduto Coari – Manaus para outras localidades do Estado...	107
Figura 6.11 – Mapa eletrográfico da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.....	113
Figura 6.12 – Perspectiva futura de interconexão elétrica da região Norte.....	117
Figura 7.1 – Diagrama elétrico do sistema elétrico Manaus – horizonte 2010/2012/2018. ...	122
Figura 7.2 – Evolução do custo evitado com a implantação da LT Porto Velho – Manaus – cenário 2018 – 2027 .....	133
Figura 7.3 – Diagrama esquemático das interconexões entre subsistemas elétricos brasileiros – cenário 2018 .....	134



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Potencial hidrelétrico brasileiro (MW) .....	11
Tabela 1.2 – Evolução da capacidade instalada no Brasil por fonte de geração (MW) .....	12
Tabela 2.1 – Sistemas isolados da Amazônia em janeiro de 2009 .....	22
Tabela 2.2 – Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Roraima em janeiro de 2009 .....	25
Tabela 2.3 – Características do sistema de transmissão da Eletronorte/Bovesa.....	25
Tabela 2.4 – Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Amapá em janeiro de 2009 .....	27
Tabela 2.5 – Características do sistema de transmissão da Eletronorte no Amapá.....	27
Tabela 2.6 – Características do sistema de distribuição da CEA.....	27
Tabela 2.7 – Capacidade efetiva do parque gerador do sistema Manaus em janeiro de 2009. ....	29
Tabela 2.8 – Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Amazonas em janeiro de 2009 .....	30
Tabela 2.9 – Características dos sistemas de transmissão e distribuição da Manaus Energia – Capital .....	30
Tabela 2.10 – Características do sistema de distribuição da Manaus Energia – Interior.....	31
Tabela 2.11 – Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Acre em janeiro de 2009 .....	32
Tabela 2.12 – Características do sistema de transmissão da Eletronorte no Acre.....	32
Tabela 2.13 – Características do sistema de distribuição da Eletroacre .....	33
Tabela 2.14 – Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Rondônia em janeiro de 2009 .....	34
Tabela 2.15 – Características do sistema de transmissão da Eletronorte em Rondônia .....	35
Tabela 2.16 – Características do sistema de transmissão da Ceron.....	35
Tabela 2.17 – Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Pará em janeiro de 2009 .....	36
Tabela 2.18 – Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Mato Grosso em janeiro de 2009.....	37
Tabela 3.1 – Índices médios de perdas nos sistemas elétricos brasileiros no ano de 2007 .....	43
Tabela 3.2 – Metas anuais de atendimento do Programa Luz para Todos . ....	55
Tabela 4.1 – Resultado operacional das empresas da região Norte em 2007.....	64

Tabela 4.2 – Demandas e prazos de antecedência a serem atendidos por potenciais consumidores livres. ....	77
Tabela 5.1 – Projeções do mercado de energia elétrica – requisitos totais – energia (GWh) – ciclo 2008 – Sistema Amazonas. ....	90
Tabela 5.2 – Projeções do mercado de energia elétrica – requisitos totais – demanda (MWh) – ciclo 2008 – Sistema Amazonas . ....	91
Tabela 6.1 – Custo com combustível para a CCC-Isol – estado do Amazonas - previsão 2009. ....	96
Tabela 6.2 – População da Região Amazônica.....	112
Tabela 6.3 – Projeção da população beneficiada com a interligação na margem esquerda do rio Amazonas . ....	112
Tabela 6.4 – Porcentagem da população beneficiada com a interligação na margem esquerda do rio Amazonas. ....	113
Tabela 6.5 – Projeção da população beneficiada com a interligação no estado do Amazonas.....	115
Tabela 7.1 – Projeções anuais dos requisitos globais – Sistema Manaus.....	123
Tabela 7.2 – Impactos econômicos com o uso do gás natural – cenário para 2010 . ....	124
Tabela 7.3 – Comparação de projeções das emissões e fator de emissão de CO <sub>2</sub> entre derivados de petróleo e gás natural – cenário simulado para 2010.....	126
Tabela 7.4 – Custo evitado com a aquisição de combustíveis derivados de petróleo com a interligação Tucuruí – Macapá – Manaus – cenário 2012 – estado do Amazonas.....	128
Tabela 7.5 – Projeções anuais do mercado de energia e custo evitado do Sistema Amazonas com a interligação Porto Velho – Manaus – cenário 2027 .....	131

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

**ACL** – Ambiente de Contratação Livre  
**ACR** – Ambiente de Contratação Regulada  
**ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica  
**ANP** – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
**BEN** – Balanço Energético Nacional  
**BOVESA** – Boa Vista Energia S.A.  
**CBEE** – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial  
**CCC** - Conta de Consumo de Combustíveis  
**CCC-Isol** – Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados  
**CCEE** – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
**CCPE** – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos  
**CDE** – Conta de Desenvolvimento Energético  
**CEA** – Companhia de Eletricidade do Amapá S.A.  
**CEAM** – Companhia Energética do Amazonas  
**CELPA** – Centrais Elétricas do Pará S.A.  
**CELTINS** – Companhia Energética de Tocantins S.A.  
**CEM** – Companhia de Eletricidade de Manaus S.A.  
**CEMAR** – Companhia Energética do Maranhão S.A.  
**CEMAT** – Centrais Elétricas de Mato Grosso S.A.  
**CEMIG** – Companhia Energética de Minas Gerais S/A  
**CENAAE** – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica  
**CENTREL** – “Central Europe Transmission System Operators”  
**CER** – Companhia Energética de Roraima S.A.  
**CERON** – Centrais Elétricas de Rondônia S.A.  
**CGEU** – Comitê Gestor Estadual de Universalização  
**CHE** – Complexo Hidrelétrico  
**CHESF** – Companhia Hidroelétrica do São Francisco S.A.  
**CIGÁS** – Companhia de Gás do Estado do Amazonas S.A.  
**CMSE** – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico  
**CNPE** – Conselho Nacional de Política Energética  
**CO<sub>2</sub>** – Dióxido de Carbono  
**CSPG** – Concessionários de Serviços Públicos de Geração

**CTDO** – Comitê Técnico para Desenvolvimento da Oferta  
**CTEM** – Comitê Técnico de Estudos de Mercado  
**CTET** – Comitê Técnico de Estudos de Transmissão  
**EDELCA** – “Electrificación del Caroni C. A.”  
**ELETROACRE** – Companhia de Eletricidade do Acre S.A.  
**ELETROBRÁS** – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.  
**ELETRONORTE** – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.  
**ENERAM** – Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia  
**EPE** – Empresa de Pesquisa Energética  
**EPIA** – Estudo Prévio de Impacto Ambiental  
**FURNAS** – Furnas Centrais Elétricas S.A.  
**GASPETRO** – Petrobras Gás S.A.  
**GCOI** – Grupo de Coordenação para a Operação Interligada  
**GCPS** – Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos  
**GEE** – Gases de Efeito Estufa  
**GLP** – Gás Liquefeito de Petróleo  
**GNL** – Gás Natural Liquefeito  
**GTON** – Grupo Técnico Operacional da Região Norte  
**ICMS** – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços  
**IBGE** – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística  
**IDH** – Índice de Desenvolvimento Humano  
**IPCC** – “Intergovernmental Panel on Climate Change”  
**LT** – Linha de Transmissão  
**MAE** – Mercado Atacadista de Energia Elétrica  
**MESA** – Manaus Energia S.A.  
**MINFRA** – Ministério da Infra-Estrutura  
**MME** – Ministério de Minas e Energia  
**MPOG** – Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão  
**OC** – Óleo Combustível  
**OD** – Óleo Diesel  
**OLPGE** – Óleo Leve para Grupos Motor-Gerador  
**OLPTE** – Óleo Leve para Turbinas Elétricas  
**O&M** – Operação e Manutenção  
**ONS** – Operador Nacional do Sistema Elétrico

**OSI** – Operador dos Sistemas Isolados  
**PCH** – Pequena Central Hidrelétrica  
**PDE** – Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos  
**PDET** – Plano Determinativo da Expansão da Transmissão  
**PELP** – Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico  
**PETROBRAS** – Petróleo Brasileiro S.A.  
**PGE** – Óleo Combustível para Geração Elétrica  
**PIB** – Produto Interno Bruto  
**PIE** – Produtor Independente de Energia Elétrica  
**PLD** – Preço de Liquidação de Diferenças  
**PND** – Programa Nacional de Desestatização  
**POECP** – Plano de Operação e Expansão a Curto Prazo  
**PPA** – Plano Plurianual de Atividades  
**PROINFA** – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica  
**PRODEEM** – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios  
**PTE** – Óleo Leve para Turbina Elétrica  
**RGR** – Reserva Global de Reversão  
**RIMA** – Relatório de Impacto Ambiental  
**SE** – Subestação  
**SIAGE** – Sistema de Acompanhamento de Gestão Empresarial  
**SIN** – Sistema Interligado Nacional  
**tCO<sub>2</sub>** – Toneladas de Dióxido de Carbono  
**TUSD** – Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição  
**UHE** – Usina Hidrelétrica  
**UNFCCC** – “United Nations Framework Convention on Climate Change”  
**UTE** – Usina Termelétrica

### **Exponenciais**

**(k)** – kilo =  $10^{+3}$

**(M)** – mega =  $10^{+6}$

**(G)** – giga =  $10^{+9}$

**(T)** – tera =  $10^{+12}$

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 Caracterização do Problema

O Brasil passou por profundas mudanças socioeconômicas desde a Grande Depressão, que começou em 1929 depois da quebra da Bolsa de Nova York e se estendeu até o final da década de 1930, que foi um período de forte retração na economia americana que provocou reflexos negativos na produção e empregos em todo o mundo e, principalmente, após a Segunda Guerra Mundial. Sua economia, durante séculos voltada para a exportação de uma pequena quantidade de produtos primários, que contemplou uma série de grandes ciclos de exportação, como: o açúcar (séculos XVI e XVII), o ouro (séculos XVII e XVIII), o café (século XIX) e a borracha (início do século XX), que iriam conduzir o crescimento do país até o século XX, foi dominada por um setor industrial amplo e diversificado em um espaço de tempo relativamente curto. Ao mesmo tempo, sua sociedade, predominantemente rural, tornou-se cada vez mais urbanizada.

Essa rápida transformação socioeconômica pode ser exemplificada com alguns números. A população total do Brasil passou de 174 milhões em 1900 para 192 milhões em 2008 e estima-se que passará a marca dos 202 milhões em 2012. Em 1940, apenas 30% da população do país era urbana; em 1970, essa proporção havia aumentado para 56% e, em 2008, para 86%. A contribuição da agricultura para o Produto Interno Bruto (PIB), avaliada em preços atuais, caiu de 28% em 1947 para 8% em 2005, enquanto a da indústria cresceu de quase 20% em 1947 para 37,9% em 2005 (BAER, 2009).

Em 2007, depois de mais de cinco décadas de industrialização, o Brasil produzia 2,9 milhões de veículos a motor, 33,9 milhões de toneladas de aço, 46,2 milhões de toneladas de cimento, 5,9 milhões de aparelhos de televisão, 121 milhões de telefones celulares e 4,8 milhões de geladeiras. Sua rede de estradas pavimentadas aumentou de 36 mil quilômetros em 1960 para cerca de 190 mil quilômetros em 2006. Em 2004, possuía 90.700 megawatts de capacidade energética instalada e mais de 60% de suas exportações consistiam em produtos manufaturados. Desde meados da década de 1990, a brasileira Embraer tornou-se a quarta maior fabricante de aeronaves do mundo, especializada em jatos para voos regionais. Entre 1996 e 2005, ela entregou 710 jatos em todo o mundo e deveria entregar 145 e 150 aviões em 2006 e 2007, respectivamente (BAER, 2009).

Embora a agricultura não fosse o setor líder nesses anos, seu crescimento foi considerável. A área cultivada do país ampliou-se de 6,6 milhões de hectares em 1920 para 52,1 milhões em 1985, ultrapassando 65 milhões em 2003, enquanto áreas de pastagens aumentaram de 74 milhões de hectares em 1985 para 197 milhões em 2002. O país se tornou o maior produtor de açúcar, suco de laranja concentrado, e o maior exportador de soja, carne bovina e tabaco.

Contudo, essas realizações não transformaram o Brasil numa sociedade industrial avançada, pois, no que diz respeito à prosperidade de muitos de seus cidadãos, ele continuou a ser um país menos desenvolvido. Embora o PIB per capita tenha sido de R\$ 14.464,73 (US\$ 8,139.97) em 2007 (IBGE, 2009), esse número não é um bom indicador de bem-estar geral, visto que a distribuição de renda está altamente concentrada entre grupos de renda e regiões do país. No início do século XXI, a renda média de uma família no patamar dos 10% mais ricos na distribuição de renda era 60 vezes maior do que a de uma família integrante dos 10% menos privilegiados. Em 2003, a renda per capita variou regionalmente a tal ponto que em muitos Estados das regiões Norte (Pará) e Nordeste (Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Alagoas) representou menos do que a metade da média nacional, enquanto no Sudeste superou a média nacional em mais de 30% (IBGE, 2009).

Os responsáveis pela política econômica tinham esperança de que, além de contribuir para o crescimento e desenvolvimento geral do Brasil, a industrialização diminuiria substancialmente a dependência econômica do país em relação aos tradicionais centros industriais do mundo. A divisão internacional do trabalho originada no século XIX conferiu ao Brasil e à maioria dos países do Terceiro Mundo o papel de fornecedores de produtos primários. Assim, sua taxa de atividade econômica dependia em grande parte do desempenho dos centros industrializados do mundo. Esperava-se que a industrialização – visando à substituição de importações – resultasse em maior independência para o país, quando, na verdade, modificou somente a natureza de sua dependência. O coeficiente de importação (o indicador de importação/PIB) não sofreu uma queda acentuada, enquanto a composição de mercadorias de importação mudou e, no que diz respeito à atividade econômica, ocasionou uma dependência do país em relação ao comércio exterior no mínimo tão grande quanto antes. Além disso, como a industrialização foi atingida por investimento estrangeiro maciço nos setores mais dinâmicos da indústria, a influência estrangeira no desenvolvimento e no uso de meios de produção aumentou substancialmente.

O modelo brasileiro de industrialização baseou-se na ideologia das economias de mercado, na maioria dos governos durante o período em que a industrialização era estimulada. Enfatizou-se o respeito pela propriedade privada e a confiança nos empreendimentos privados domésticos e estrangeiros. O Estado, entretanto, envolveu-se diretamente em atividades econômicas com maior intensidade do que foi planejado originalmente pelos responsáveis pela política econômica do país. Isso ocorreu devido às limitações financeiras, ao atraso técnico do setor privado doméstico, à relutância do capital estrangeiro em adentrar certos campos de atividade e à resistência dos governos em permitir a entrada do capital estrangeiro em alguns setores. No entanto, toda essa evolução histórica da economia brasileira não produziu a esperada redução das desigualdades regionais, principalmente entre as regiões Norte e Nordeste quando comparadas com as demais regiões do País, fundamentalmente no processo de infraestrutura, cuja oferta adequada de energia elétrica se apresenta como um dos maiores limitadores para o crescimento econômico e social de muitas localidades dessas regiões.

No contexto mundial, o setor elétrico tem passado por importantes mudanças estruturais. Ao longo do século XX, em todo o mundo, o setor elétrico de cada país foi focado em função de questões polarizadas, tais como: atividade comercial livre versus regulada; atividade comercial versus estratégia; serviço público versus insumo comercial para empresas e famílias; atividade privada versus estatal. Esse debate ocorre continuamente, ora prevalecendo uma posição, ora outra. No início do século XXI, outras questões também estão delineando a estruturação do setor elétrico mundial, como o preço do petróleo e a questão ambiental.

Nas primeiras décadas do século XX, as empresas de energia elétrica eram privadas, incluindo-se aí as do Brasil. Na década de 30, alguns países optaram pela estatização dos serviços públicos. No Brasil, a partir de meados dos anos 50, por força de conflitos entre governo e empresas privadas em torno de tarifas e da necessidade de promover a industrialização, ocorreu uma gradual estatização, concluída por volta de 1970, com resultados técnicos positivos e ganhos para o país.

As últimas décadas do século XX, ao contrário, foram marcadas, em todo o mundo, pela volta à privatização, seja pelo déficit público ou pela intolerância para com a ineficiência estatal, ou ainda pela confiança na sociedade em dispor de rédeas institucionais para conduzir a seu favor a dinâmica da empresa privada. No caso do Brasil, o processo de privatização das Empresas Estatais Brasileiras esteve associado a uma política fiscal rígida, que objetivou a



busca do equilíbrio nas contas públicas, ou seja, um ajuste das finanças do setor público via diminuição do déficit. Assim, baseado na proposta de estabilidade de preços, restariam ao governo três alternativas para o financiamento do déficit público: a redução das despesas, o aumento das receitas tributárias e a alienação das empresas estatais, caracterizando o processo de privatização interligado à diminuição do déficit público. Nesse contexto, teve início o processo de privatização do setor elétrico brasileiro, que avançou fortemente no segmento de distribuição de energia, com a aplicação, ao setor, do Programa Nacional de Desestatização (PND), cujo processo foi conduzido, a princípio, com predominância do aspecto financeiro, não considerando, em algumas situações, a diversidade de situações regionais. Cada país, no entanto, possui sua própria especificidade no tocante a esses amplos movimentos históricos, como é o exemplo do setor elétrico. Apesar de esse setor apresentar atributos técnico-econômicos similares nos diversos países, as diferenças socioculturais, organizacionais e institucionais possibilitam a formação de diferentes modelos de atuação.

No Brasil, o modelo institucional vigente procura instaurar a competição na geração e na comercialização e garantir livre o acesso na transmissão e na distribuição. No entanto, algumas características do setor elétrico brasileiro, especificamente a base predominantemente hídrica do parque gerador e o seu funcionamento interligado e coordenado, tornam mais complexa a introdução da competição. Além disto, existem ainda outros complicadores, como a dimensão continental, as diversidades regionais, o grande potencial de crescimento do mercado e a pouca tradição regulatória no país.

O modelo estatal, no Brasil e em alguns outros países, teve problemas no final da década de 1970 e durante a década de 1980. A reestruturação do setor elétrico brasileiro iniciou-se a partir de meados da década de 90. O novo modelo foi implantado a partir de ideias de inserção da competição no setor e fortalecimento do Estado Regulador. Para tanto, a Constituição de 1988 foi modificada e foram promulgadas leis que permitiram a continuação do processo de privatização. Dentre elas, a lei que criou o Programa Nacional de Desestatização (PND) e a lei das concessões.

A concepção inicial do modelo não respeitou características técnicas e institucionais do país e, além disso, teve um desastroso processo de execução. Em virtude disto, incertezas e riscos adicionais foram se agregando, culminando na crise de energia de 2001/2002. Com o objetivo de solucionar os inúmeros problemas então existentes, o governo criou a Câmara de Gestão da Crise e o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. No

entanto, com um “pano de fundo” caracterizado pelo fim de mandato de uma administração com uma base de sustentação enfraquecida e com a campanha eleitoral da oposição inexoravelmente explorando o grave episódio da crise de abastecimento recém-superada, este comitê não teve tempo hábil nem apoio político para executar as mudanças necessárias à reorganização do setor elétrico brasileiro, persistindo várias indefinições sobre o marco regulatório.

Entretanto, atualmente, a política energética mundial está direcionada, essencialmente, por três objetivos: (i) a segurança de suprimentos; (ii) a eficiência do fornecimento; e (iii) a sustentabilidade social e ambiental. Porém, devido às características específicas de cada sociedade, a ênfase dessa política em determinada região pode ser conduzida de forma diferente (MOCARQUER et al., 2009).

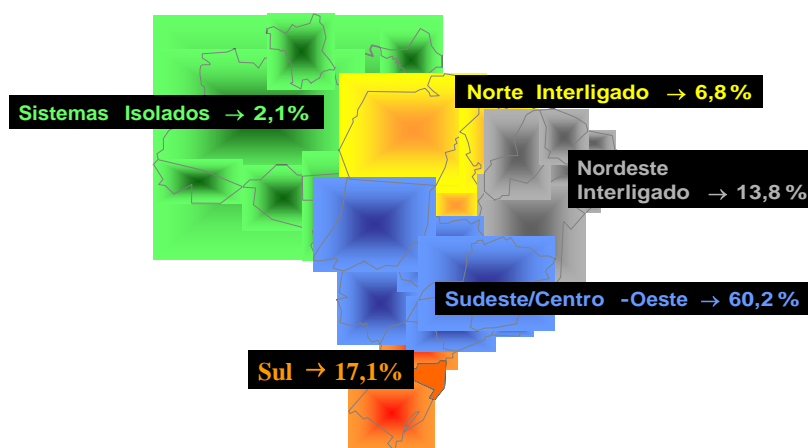
É neste contexto que os agentes do setor elétrico se posicionam e definem as suas estratégias, que, por seu turno, serão determinantes para o crescimento da oferta de eletricidade e, conseqüentemente, para o futuro do setor.

Assim, o setor elétrico brasileiro, a partir das leis, decretos e resoluções que sucederam à Constituição Federal de 1988, vem vivenciando momentos de grandes mudanças estruturais, com a introdução de novos conceitos que visam incrementar o aporte de capital privado ao setor e garantir a expansão da oferta de energia elétrica necessária ao atendimento adequado do mercado, cujo crescimento previsto no Plano Decenal de Energia – PDE 2008 para a próxima década é de aproximadamente 5% ao ano (EPE, 2008; BEN/MME, 2008).

Existe, no entanto, uma parte deste setor, denominada “sistemas isolados”, na qual é importante a implementação em curto prazo desta nova política de expansão da oferta. Os sistemas isolados estão localizados, em sua grande maioria, na região Norte e, apesar de atenderem apenas cerca de 2% do mercado total de energia elétrica do Brasil, compreendem aproximadamente 45% da área do território nacional e uma população de cerca de 7,5 milhões de pessoas (4% da população brasileira). O número das localidades em questão é de 280, as quais estão muito dispersas e são atendidas por cerca de 1.230 unidades geradoras com capacidade instalada total de 3.331,7 MW (3,3% da potência instalada do país), sendo 687,7 MW de origem hidráulica. A área de concessão de responsabilidade dos sistemas isolados possui uma parte significativa da população que ainda não tem acesso à eletricidade, ou cujo

acesso é limitado. Essas comunidades somente poderão ser atendidas com programa de eletrificação de longo prazo, através de pequenos sistemas de geração distribuída.

No entanto, apesar de as empresas de energia elétrica da Amazônia atenderem a apenas 2% do mercado brasileiro, conforme indicado na Figura 1.1, elas têm uma função estratégica em termos geopolíticos na Região Amazônica, contribuindo para a fixação do homem no interior, gerando riquezas e proporcionando condições mínimas de infraestrutura para diminuir o êxodo interior-capital, fator de preservação da soberania brasileira na Amazônia e componente indispensável para a melhoria da qualidade de vida e inclusão social do cidadão amazônida.



**Figura 1.1 – Distribuição geográfica do consumo de energia elétrica por subsistema elétrico realizado no ano de 2008**

Fonte: EPE, 2009

O Produto Interno Bruto (PIB) é um importante indicador do grau de desenvolvimento de um país ou de uma região e tem uma forte relação com o uso da eletricidade. Na área dos sistemas isolados da região Norte, que abrange os estados do Amazonas, Acre, Rondônia, Amapá, Roraima e parte do interior do Pará, o PIB local corresponde a cerca de 3,5% do PIB nacional, de um total de 5% da região Norte, com destaque para o estado do Amazonas, que contribui com cerca de 1,6% do PIB nacional no ano de 2007 (IBGE, 2009).

Estas estatísticas demonstram o baixo grau de desenvolvimento econômico desta região, em que as indústrias, em geral, ainda são incipientes e dependentes de infraestrutura para se desenvolverem, principalmente de um fornecimento de energia elétrica com qualidade e confiabilidade. Isso mostra a necessidade de uma forte presença do Estado na infraestrutura a fim de promover o desenvolvimento da região e atrair investimentos privados.

A falta de escala econômica dos Sistemas Elétricos Isolados para exploração do negócio de geração de energia elétrica, notadamente aqueles localizados no interior dos Estados, acarreta a escassez de recursos financeiros já que, para serem compensadoras, as tarifas resultariam extremamente elevadas.

Assim, muitos sistemas eletricamente isolados da Amazônia dificilmente poderão, nas próximas décadas, ter seu suprimento elétrico realizado dentro de princípios exclusivamente comerciais. Para que uma empresa possa atuar lucrativamente nessa região e atender adequadamente às necessidades energéticas da população, a preços compatíveis com a renda local, são necessários subsídios. Para minimizar seus possíveis efeitos negativos sobre a eficiência produtiva, esses subsídios devem ser transparentes e cuidadosamente ajustados e acompanhados, independentemente dos serviços executados serem levados a efeito pelo setor privado ou por empresas estatais.

No quadro atual, os subsídios existentes são apenas parcialmente visíveis, através da chamada “Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC-Isol)”, que, pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, encerrar-se-á em 2022, ficando os demais subsídios em grande parte encobertos, absorvidos nas contas das empresas estatais que operam na região. Logo, a ação direta do Estado, como produtor, provê a maior parte dos subsídios necessários, obscurecendo a necessidade de um tratamento institucional mais adequado para os mesmos, considerando-se que nos processos de geração tem-se um custo mais elevado que no resto do país, com formas de energia mais caras, sem escala e em localidades com dificuldades de acesso, o que encarece a manutenção dos equipamentos e o suprimento dos combustíveis utilizados na geração de energia elétrica. Os custos de distribuição e principalmente os custos de “comercialização” também são elevados, incluindo-se, nestes últimos, os causados pelas perdas e inadimplência comuns na região.

Desse modo, é preciso definir uma política específica para os sistemas elétricos isolados da região Norte, capaz de atender satisfatoriamente às suas necessidades, visando à integração da Amazônia e à consolidação do desenvolvimento regional (FROTA, 2004).

## **1.2 Aspectos Gerais dos Recursos Naturais Brasileiros**

O Brasil tem muitos e abundantes tipos diferentes de recursos naturais, dos quais se destacam os minerais e os hídricos. Tem uma imensa reserva de minério de ferro (em 2006,

acreditava-se que as reservas potenciais chegavam a cerca de 48 bilhões de toneladas), manganês (em 2006, calcularam-se as reservas em cerca de 2 bilhões de toneladas), e outros metais industriais. O país possui também quantidades substanciais de bauxita, cobre, chumbo, zinco, níquel, tungstênio, estanho, urânio, cristais de quartzo, diamantes industriais e pedras preciosas.

Até o final da década de 1960, o conhecimento sobre o total das reservas minerais do Brasil ainda era limitado. O uso de técnicas modernas de levantamento topográfico e prospecção (o emprego de satélites, por exemplo) ocasionou descobertas novas e significativas. Acreditava-se, por exemplo, que a maioria dos depósitos conhecidos de minerais estivesse localizada na cadeia de montanhas que percorre o Brasil Central (principalmente no estado de Minas Gerais). Em 1967, entretanto, imensas jazidas de minério de ferro (estimadas em 18 bilhões de toneladas) foram descobertas na serra de Carajás, na Região Amazônica. Também, no final da década de 1960, descobriu-se que a Amazônia continha grandes jazidas de bauxita. Calculou-se que reservas de estanho próximas à fronteira da Bolívia eram maiores do que as desse país e, na década de 1970, importantes jazidas de cobre foram encontradas no estado da Bahia.

Houve uma drástica reformulação no consumo das fontes de energia do Brasil nas décadas posteriores à Segunda Guerra Mundial. Em 1946, 70% do fornecimento de energia do país foram extraídos da lenha e do carvão vegetal. Na década de 1990, porém, mais de 66% estavam sendo extraídos do petróleo e de hidrelétricas. Infelizmente, os recursos de combustível do país não se equipararam aos seus recursos minerais. Até recentemente, as únicas jazidas de carvão conhecidas estavam localizadas no estado de Santa Catarina, no sul do país, carvão este de má qualidade, que contém grandes quantidades de resíduo mineral e enxofre e, conseqüentemente, não pode ser usado em uma totalidade pela indústria siderúrgica para a produção de carvão coqueificável. Cerca de 65% das necessidades de carvão metalúrgico são atendidas pelas importações. Na década de 1970, foram descobertas algumas novas jazidas de carvão na Região Amazônica, mas ainda não foram totalmente exploradas.

As reservas de petróleo conhecidas no Brasil ainda são inadequadas às suas necessidades. Até o princípio da década de 1970, a maioria das reservas conhecidas estava localizada nos estados da Bahia e Sergipe, mas a produção doméstica dessas fontes atendia somente a 20% das necessidades do país em meados da década de 1970. Explorações realizadas ao longo da costa pela Petrobras, empresa pertencente ao governo, resultaram em

novas descobertas próximas à cidade de Campos, no Rio de Janeiro, em Sergipe e perto da foz do Amazonas. As dimensões dessas descobertas eram consideráveis. Em 2005, as reservas de petróleo do Brasil eram estimadas em 11 milhões de barris. Em 2003, a produção doméstica tinha atingido 88% do consumo doméstico e, em 2006 ou 2007, esperava-se que o Brasil seria autossuficiente em petróleo. Finalmente, em fins de 2007, a Petrobras encontrou um grande campo petrolífero submerso em uma região chamada Tupi, que elevou as reservas brasileiras para 17,2 bilhões de toneladas. Contudo, ainda serão necessários alguns anos até que esse novo campo de petróleo seja totalmente aproveitado.

O potencial hidrelétrico do Brasil é um dos maiores do mundo, estimado em aproximadamente 250 mil megawatts. Até o período posterior à Segunda Guerra Mundial, os melhores locais foram considerados afastados demais dos principais centros populacionais em desenvolvimento, mas desde a década de 1950 rapidamente o progresso de tais pontos ocorreu com a construção das usinas de Paulo Afonso e Boa Esperança, no Nordeste; Furnas e Ilha Solteira, no Sudeste; e Três Marias, em Minas Gerais. Em meados da década de 1970, deu-se início ao maior projeto hidrelétrico do mundo, Itaipu, na fronteira paraguaia e, em 1983, foram ligadas suas primeiras turbinas. Até a década de 1990, apenas pouco mais de 15% do potencial hidrelétrico do país estava sendo utilizado. Mas, na primeira década do século XXI já se encontra em operação aproximadamente 32% do total deste potencial.

### **1.2.1 Potencial Hidrelétrico Brasileiro**

Conforme registros das Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás, o potencial hidrelétrico brasileiro está estimado em aproximadamente 243 GW, referente ao mês de junho/2009. No entanto, apenas 76% desse potencial foram inventariados e 32% foram desenvolvidos (em operação).

O desenvolvimento do potencial hidráulico de um país está relacionado com seu desenvolvimento econômico. Com efeito, pode-se estabelecer uma relação direta entre esses dois fatores (TOLMASQUIM, 2005).

O potencial mais conhecido e em operação está nas regiões economicamente mais desenvolvidas do país, na Bacia do Rio Paraná, que se estende pelas regiões onde se concentram a maior parte da produção nacional e menos de 11% é classificado como potencial remanescente. Além disso, já foram desenvolvidos 66% do potencial total e 74% do

potencial inventariado da bacia. No outro extremo está a Bacia do Rio Amazonas, que se estende principalmente pela região Norte, uma das menos desenvolvidas do país, do ponto de vista econômico. Nesta região, 52% do potencial estão inventariados e menos de 2% está desenvolvido (ELETROBRÁS, 2009a).

A Amazônia é uma região dotada de um expressivo potencial energético, tanto em fontes renováveis (energia hidráulica, biomassa, solar e eólica) quanto em fontes não-renováveis de energia (gás natural, petróleo e carvão). No entanto a sua maior potencialidade energética está associada às suas bacias hidrográficas, nas quais está o maior potencial hidrelétrico a ser explorado no país. As principais bacias da Amazônia são as bacias do Rio Amazonas e do Rio Tocantins, com potencial hidrelétrico total destas bacias da ordem de 116 GW, representando 47% de todo o potencial brasileiro.

A Bacia do Rio Amazonas concentra 37% do potencial hidrelétrico brasileiro. Porém, em termos do potencial inventariado, a mais importante ainda é a Bacia do Rio Paraná, que concentra 23% do potencial nacional. Na tabela 1.1 é apresentado o potencial elétrico brasileiro (MW) referente ao mês de junho/2009.

**Tabela 1.1 – Potencial hidrelétrico brasileiro (MW)**

Bacia Hidrográfica	Inventariado (I)	Total por Bacia (T)	Operação (O)	(O)/(I)	(O)/(T)
Rio Amazonas	46907	89600	1041	2,2%	1,1%
Rio Tocantins	24132	26105	11960	49,6%	45,8%
Atlântico Norte e Nordeste	1993	2699	320	16,1%	11,9%
Rio São Francisco	24228	25894	10577	43,7%	40,9%
Atlântico Leste	12562	14051	4497	35,8%	32,0%
Rio Paraná	55264	61908	40734	73,7%	65,8%
Rio Uruguai	11622	12495	4808	41,4%	38,5%
Atlântico Sudeste	7757	9843	3147	40,6%	32,0%
<b>TOTAL</b>	<b>184464</b>	<b>242595</b>	<b>77083</b>	<b>41,8%</b>	<b>31,8%</b>

Fonte: Eletrobrás, 2009

Na Tabela 1.2 está apresentada a evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração ao longo do período de estudo no plano decenal de expansão do setor elétrico (2008 – 2017). Isto permite uma melhor análise do comportamento da matriz energética brasileira.



**Tabela 1.2 Evolução da capacidade instalada no Brasil por fonte de geração (MW)**

Tipo	Ano		Δ
	2008	2017	
Hidro	80.961 (79,6%)	109.766 (71,0%)	28.805 (36%)
PCH	3.951 (3,9%)	7.734 (5,0%)	3.783 (96%)
Nuclear	2.007 (2,0%)	3.357 (2,2%)	1.350 (67%)
Óleo Combustível	1.369 (1,3%)	8.889 (5,7%)	7.520 (550%)
Gás Natural	8.997 (8,5%)	12.059 (7,8%)	3.062 (34%)
Óleo Diesel	1.657 (1,6%)	1.574 (1,0%)	-83 (-5%)
Carvão Mineral	1.415 (1,4%)	3.175 (2,1%)	1.760 (124%)
Biomassa	982 (0,9%)	4.170 (2,7%)	3.188 (325%)
Gás de Processo	197 (0,2%)	687 (0,4%)	490 (249%)
UTE Indicativa	—	900 (0,6%)	900 —
Vapor	272 (0,3%)	272 (0,2%)	0 —
Eólica	274 (0,3%)	1.423 (0,9%)	1.149 (419%)
FA Indicativa	—	640 (0,4%)	640 —
<b>TOTAL</b>	<b>102.082</b>	<b>154.645</b>	<b>52.563 (52%)</b>

Fonte: EPE, 2009

Ressalta-se que dos 53 GW de acréscimo de capacidade instalada, até 2017, 33 GW são de origem hidráulica (hidro + PCH), correspondendo a 62% de toda a expansão prevista no horizonte estudado, permanecendo como a maior fonte de geração. No entanto, o maior aumento percentual é o do óleo combustível (550%), com capacidade de 7,5 GW, passando de 1,3% para 5,7% sua participação na matriz energética brasileira.

### 1.3 Empresas de Energia Elétrica na Amazônia

A partir da década de 50, um novo modelo institucional para o setor elétrico foi implementado no Brasil com a criação de empresas públicas federais e estaduais. Na Amazônia este processo não foi diferente, como pode ser observado na cronologia de criação das concessionárias estaduais de energia elétrica na região, no período compreendido entre 1950 e 1970 (DOMINGUES, 2003):

- Em 1952 foi criada, por lei estadual, a Companhia de Eletricidade de Manaus (CEM), que incorporou a *Manaus Tramways and Light Company Ltd. — Manaus Tramways*, com o objetivo de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica à cidade

de Manaus.

- Em 1956, por autorização federal, foi criada a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), a mais antiga concessionária pública estadual de energia elétrica da região Norte. Destinada a construir e explorar os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no estado do Amapá. A CEA logo deu início aos estudos visando à construção da usina hidrelétrica (UHE) Coaracy Nunes, no rio Araguari.
- Em 1956 foi criada, por lei estadual, a Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (Cemat). Ela foi constituída em 1958 com a finalidade de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica para Cuiabá. A empresa passou a gerenciar as UHEs Casca 1 e Casca II, além de pequenas termelétricas existentes no interior do Estado.
- Para prover o fornecimento de eletricidade antes realizado pelo Serviço de Água, Esgoto, Luz e Prensa de Algodão Saelpa, no Maranhão, foi criada em 1958, por lei estadual, a Companhia Energética do Maranhão (Cemar).
- Em 1960 foi criada a Centrais Elétricas do Pará S.A. (Celpa). Ela foi constituída em 1962 como um desdobramento da Comissão Estadual de Energia (CEE), com o objetivo de implantar o 1º Plano Estadual de Eletrificação no estado do Pará. Em 1969 a Celpa passou a atender a capital do Estado, em virtude da incorporação da empresa Força e Luz do Pará S.A. (Forluz). Essa empresa, de economia mista, cujo maior acionista era a Prefeitura Municipal de Belém, produzia e distribuía energia elétrica na capital paraense desde 1956.
- Em 1963, por iniciativa do governo estadual, foi criada a Centrais Elétricas do Amazonas S.A. (Celetamazon), com o objetivo de distribuir energia elétrica no interior do estado do Amazonas. Em 1983 a Celetamazon mudou de razão social, passando a se denominar Companhia Energética do Amazonas (CEAM), responsável, até março de 2008, pela distribuição de energia elétrica em todo o estado do Amazonas, com exceção da capital, Manaus.
- Em 1965, por lei estadual, foi criada a Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre), que posteriormente encampou diversas unidades térmicas municipais, com a finalidade de fornecer e distribuir energia elétrica para todos os municípios do Estado.
- Em 1968 foi criada, por lei federal, a Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron), constituída em 1969 com o objetivo de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica

para Porto Velho. Após a sua criação, a empresa incorporou o Serviço de Abastecimento de Água, Luz e Força do Território (SAALFT), que atendia Porto Velho e Guajará-Mirim, e os serviços de eletricidade das demais prefeituras municipais.

- Em 1968 foi criada a Centrais Elétricas de Roraima (CER), pela mesma lei federal que criou a Ceron. A empresa foi constituída em 1969, com a finalidade de transmitir e distribuir energia elétrica para o então Território de Roraima. Atualmente a empresa é denominada Companhia Energética de Roraima, mantendo, no entanto, a mesma sigla anterior - CER.

A partir dos anos 50, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu a taxas bastante elevadas, superiores à taxa de crescimento econômico, fruto da rápida expansão da produção industrial e da extensão do suprimento elétrico a novas regiões do território nacional. Para suportar o desenvolvimento econômico do país, fez-se necessária a criação de uma infraestrutura de energia elétrica baseada na construção de usinas hidrelétricas de grande porte, concebidas para atender a mercados mais amplos, não mais restritos a um único Estado.

Antes de 1960, as usinas hidrelétricas eram construídas sem um conhecimento detalhado da bacia hidrográfica e do sistema de transmissão a elas associado. A necessidade de novos projetos hidrelétricos de grande porte e a gradual interligação dos sistemas elétricos passaram a exigir estudos energéticos de maior amplitude. Com esse objetivo, o Ministério de Minas e Energia formou comitês específicos para as regiões brasileiras.

Em 31 de dezembro de 1968 foi criado o Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia (Eneram), cuja principal atribuição era a de supervisionar estudos visando à investigação das possibilidades de aproveitamentos hidrelétricos para suprimento das áreas prioritárias e pólos de desenvolvimento criados na Amazônia pelo Governo Federal.

Os estudos do Eneram contribuíram para a revisão de uma crença generalizada acerca da impossibilidade do aproveitamento dos rios da Amazônia para a geração de energia elétrica.

Em 6 de janeiro de 1972 o Eneram encerrou suas atividades, recomendando que o prosseguimento dos estudos hidroenergéticos da Amazônia deveria ficar a cargo de entidade especializada, subsidiária da Eletrobrás, a qual, permanentemente integrada na problemática

da região, pudesse acompanhar a dinâmica de sua evolução. Nessa altura, a ideia de se constituir uma empresa de energia elétrica de âmbito regional para a Amazônia, atendendo às sugestões do Eneram, já estava bastante amadurecida.

Nesse sentido, a criação da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) foi prevista na Lei nº 5.824, promulgada em 14 de novembro de 1972. Em 20 de junho de 1973 a Eletronorte foi oficialmente constituída. Sua área de atuação abrangia, inicialmente, os estados do Amazonas, Pará, Acre, Mato Grosso (ao norte do paralelo 18°) e Goiás (ao norte do paralelo 15°) e os antigos territórios do Amapá, Roraima e Rondônia (ELETRONORTE, 1998).

Entre 1976 e 1980 a Eletronorte assumiu o planejamento, a operação e a manutenção dos parques geradores termelétricos de Belém, Manaus, Porto Velho e Rio Branco. Em Manaus assumiu também a distribuição de energia elétrica, por intermédio da incorporação da Companhia de Eletricidade de Manaus (CEM).

Em março de 1980 a área de atuação da Eletronorte foi alterada, passando a incluir o estado do Maranhão, todo o atual estado de Mato Grosso e a área de Goiás (ao norte do paralelo 12°), totalizando quase 5.000.000 km<sup>2</sup> (58% do território brasileiro).

Na década de 1980 a Eletronorte assumiu o papel de grande supridora de energia elétrica da Região Amazônica, atendendo às demandas das concessionárias estaduais e dos consumidores industriais eletrointensivos (notadamente nos estados do Pará e Maranhão).

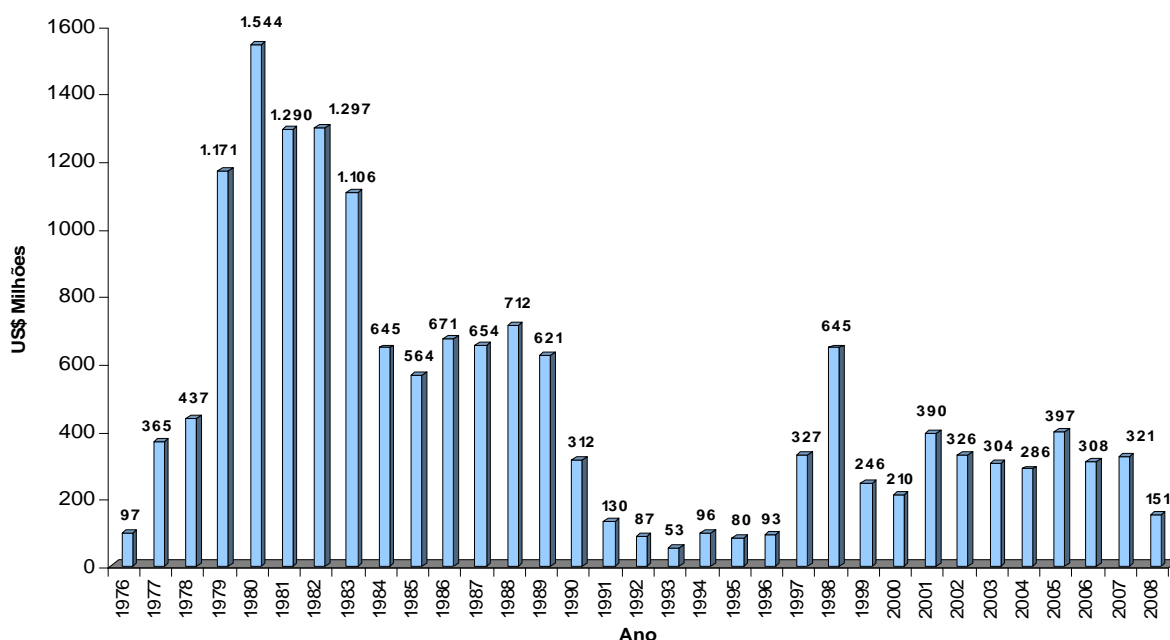
Em 1981 a Eletronorte absorveu as instalações e os equipamentos de transmissão de Furnas Centrais Elétricas no estado do Mato Grosso e, em 1989, incorporou o sistema de geração, transmissão e distribuição da cidade de Boa Vista (RR).

Assim, a criação da Eletronorte representou um marco para a promoção do desenvolvimento econômico da Região Amazônica, dotada até então de precárias condições de infraestrutura, através da garantia do suprimento de energia elétrica.

No período compreendido entre o final da década de 1970 e início da década de 1990, o Governo Federal, através da Eletronorte, investiu fortemente na ampliação e na recuperação dos parques geradores e dos sistemas de transmissão da Amazônia. Nesse período foram construídas as usinas hidrelétricas de Coaracy Nunes (AP), Tucuruí (PA), Balbina (AM) e

Samuel (RO), e recuperados os parques termelétricos das capitais Manaus, Rio Branco, Porto Velho e Belém, além dos grandes sistemas de transmissão para transportar a energia produzida pelas usinas hidrelétricas.

Na Figura 1.2 estão apresentados os investimentos realizados pela Eletronorte na Região Amazônica no período compreendido entre 1976 e 2008, totalizando aproximadamente US\$ 16 bilhões, na qual se observa um grande investimento no período 1979 a 1989 devido, principalmente, aos empreendimentos associados aos projetos das UHE's Tucuruí, Samuel e Balbina (ELETRONORTE, 2009). Tal montante representa uma significativa parcela do total de investimentos federais na região, o que amplia o papel da Eletronorte como um forte vetor de desenvolvimento econômico da Amazônia.



**Figura 1.2 - Investimentos da Eletronorte na Amazônia**

Fonte: Eletronorte, 2009

Ainda na Região Amazônica, em consequência da criação do estado do Tocantins, em 20 de março de 1989, foi criada a Companhia Energética do Estado do Tocantins (Celtins), empresa privada de energia elétrica, que passou a ser a responsável pelo fornecimento de energia elétrica no Estado.

No final da década de 1990, com a cisão parcial da Eletronorte, em 4 de fevereiro de 1998, foram criadas as empresas Manaus Energia S.A. (MESA) e Boa Vista Energia S.A.

(Bovesa), que se transformaram em subsidiárias integrais da Eletronorte, responsáveis pela produção, distribuição e comercialização de energia elétrica às capitais, Manaus e Boa Vista, respectivamente.

No ano de 2008, dando prosseguimento ao processo de reestruturação societária de suas empresas controladas, direta ou indiretamente, que atuam no estado do Amazonas, a Eletrobrás conduziu, no dia 28.03.2008, através de Assembleias Gerais Extraordinárias das empresas Companhia Energética do Amazonas – CEAM e Manaus Energia – MESA, a aprovação da incorporação da Companhia Energética do Amazonas – CEAM e suas respectivas agências, pela Manaus Energia S.A, nos termos do Protocolo de Incorporação e Instrumento de Justificação, celebrado em 11.03.2008. E em continuidade a esse processo, no dia 28.05.2008, os acionistas da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A – Eletronorte aprovaram a aquisição pela Eletrobrás da totalidade das ações da Manaus Energia S.A., de titularidade da Eletronorte (AMAZONAS ENERGIA, 2009a).

Na Figura 1.3 está apresentada a relação de concessionárias estaduais e federais de energia elétrica que atuam na Região Amazônica atualmente.



**Figura 1.3 - Concessionárias distribuidoras de energia elétrica da Amazônia**

Fonte: Própria, 2009

## **1.4 Objetivos da Tese**

Esta pesquisa visa analisar a preocupante realidade do processo de geração de energia elétrica dos Sistemas Elétricos Isolados do estado do Amazonas, visando propor arranjos de melhorias para o suprimento de energia elétrica a esse importante mercado da Região Amazônica.

### **1.4.1 Objetivo Geral**

Propor um cenário de solução estrutural visando garantir a segurança do suprimento e melhorar o equilíbrio econômico no processo do negócio de energia elétrica no estado do Amazonas.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Contextualizar a Amazônia no cenário de atendimento energético brasileiro;
- apresentar o estado da arte da produção de energia elétrica no Sistema Elétrico Isolado de Manaus;
- identificar as variáveis que influenciam no custo de produção de energia elétrica no Sistema Manaus;
- avaliar cenários de melhorias para implantação de novos projetos de atendimento energético para o estado do Amazonas;
- realizar análise econômico-financeira dos possíveis cenários; e
- propor um arranjo de expansão para o Sistema Manaus que possibilite a segurança do suprimento de energia elétrica, visando atender a condição de confiabilidade  $n-1$ .

## **1.5 Justificativa da Pesquisa**

O estado do Amazonas apresenta um grande desafio de buscar o desenvolvimento sustentável neste início do século XXI, visando melhorar a condição de vida de sua população sem comprometer a capacidade de atender às necessidades das futuras gerações. Nesse contexto, o suprimento adequado de energia elétrica é uma das condições básicas para o desenvolvimento econômico sustentável da região, buscando garantir a segurança do fornecimento de energia e a implementação de projetos que visem reduzir, no médio e longo prazo, o elevado consumo de combustíveis fósseis, principalmente os derivados de petróleo,

na produção de energia elétrica no Sistema Isolado que atende à cidade de Manaus, cujo custo desse processo é, historicamente, um fator crítico que está provocando atualmente um contínuo desequilíbrio econômico-financeiro para o negócio de energia no estado do Amazonas, como será apresentado no desenvolvimento deste trabalho.

Assim, é fundamental a definição de um planejamento energético para o estado do Amazonas, baseado na concepção de desenvolvimento sustentável, que visem aos seguintes objetivos principais: (i) promover a modicidade tarifária, que é o fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia; (ii) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável; (iii) assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema; e (iv) promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

## **1.6 Estrutura do Trabalho**

A tese está dividida em oito capítulos, incluindo esta introdução. No capítulo 2 são apresentadas as principais características dos sistemas elétricos isolados da Região Amazônica. As dificuldades operacionais das empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica da região são relatadas no capítulo 3. No capítulo 4 são apresentadas algumas considerações sobre políticas energéticas, planejamento e regulação para os Sistemas Isolados, bem como a síntese do modelo atual do setor elétrico brasileiro. No capítulo 5 está apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento das propostas e análises de uma solução estrutural para suprimento de energia elétrica no estado do Amazonas. No capítulo 6 são apresentadas as propostas de melhoria para os Sistemas Elétricos Isolados de Manaus, Macapá, Porto Velho e Boa Vista, através de cenários da interconexão elétrica com a rede básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN e a utilização do gás natural da província petrolífera de Urucu, na bacia do Solimões – município de Coari (AM) para geração de energia elétrica para os sistemas de Manaus e Porto Velho. As análises dessas propostas de melhoria para o sistema elétrico do estado do Amazonas são apresentadas no capítulo 7. Por último, no capítulo 8 são apresentadas as considerações finais e as recomendações para possíveis desdobramentos deste trabalho.



## **CAPÍTULO 2**

### **SISTEMAS ELÉTRICOS DA AMAZÔNIA**

#### **2.1 Características Gerais dos Sistemas**

O sistema elétrico brasileiro é constituído por um grande sistema interligado de porte continental, que conecta as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, e de centenas de pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na Região Amazônica.

Apesar das dimensões continentais do Brasil, o fornecimento de energia elétrica é um dos serviços públicos mais universalizados, ao atender a cerca de 92% dos domicílios do país. Em 2008, a carga própria atendida (consumo próprio + perdas) foi de cerca de 465,4 TWh, com 392,8 TWh de consumo próprio, beneficiando 53 milhões de consumidores. O consumo residencial foi responsável por 24,1% (94,7 TWh) do total do consumo de energia elétrica; o consumo industrial respondeu por 45,3% (178,0 TWh), com um número substancial de usuários eletrointensivos de grande porte. A demanda comercial respondeu por 15,8% (62,2 TWh) e os demais setores por 14,2% (55,971 TWh), enquanto as perdas técnicas e comerciais totalizaram 15,6% (72,6 TWh) da carga medida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (EPE,2009).

Nos últimos 10 anos, o mercado de energia elétrica brasileiro tem crescido a uma taxa média de 4,0% ao ano. Nos próximos 10 anos, o Comitê Técnico de Estudos de Mercado (CTEM) da Eletrobrás sinaliza um crescimento médio da carga própria de energia a uma taxa da ordem de 5,0% ao ano no Sistema Interligado Nacional (SIN), e de 7,0% ao ano nos sistemas isolados.

Para atender a um mercado com essa abrangência, o sistema elétrico brasileiro se baseia em um parque gerador hidrotérmico, constituído predominantemente por usinas hidrelétricas, e uma complexa malha de linhas de transmissão e de redes de distribuição interconectadas, devido às grandes distâncias entre as fontes geradoras e os centros de carga.

Na Amazônia, em função de suas características específicas, o sistema elétrico da região não é único, contínuo e integrado. A grande extensão territorial e a dispersão dos centros de carga constituem, ainda, um impedimento para a existência de um sistema

totalmente interligado.

Atualmente os sistemas elétricos amazônicos podem ser classificados em dois grandes grupos:

- Sistema Interligado da Amazônia;
- Sistemas Isolados da Amazônia.

## **2.2 Sistema Elétrico Interligado da Amazônia**

O Sistema Interligado Brasileiro apresenta ramificações que suprem de energia elétrica algumas Regiões e/ou Estados Amazônicos, constituindo alguns subsistemas elétricos regionais. Estes subsistemas são divididos geograficamente em dois grupos: Subsistema Interligado Mato Grosso e Subsistema Interligado Norte.

O Subsistema Interligado Mato Grosso é uma extensão radial do Sistema Sudeste/Centro-Oeste. Este sistema atende ao sul do estado do Mato Grosso, região polarizada por Cuiabá, além das regiões Sudoeste, Sudeste e Nordeste daquele Estado. Alguns Estados da região Norte e a totalidade das regiões Noroeste e Oeste de Mato Grosso ainda são supridas por sistemas isolados.

A energia consumida nestes sistemas é fornecida pela empresa Furnas Centrais Elétricas S.A., por produtores independentes de energia, autoprodutores, e distribuída pela Centrais Elétricas do Mato Grosso - Cemat, tanto na capital, quanto no interior. O sistema de transmissão em operação no Estado é de responsabilidade da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte e da Cemat.

O Subsistema Norte atende aos estados do Pará, Maranhão e Tocantins. Este sistema iniciou sua operação em outubro de 1981, através da interligação dos Sistemas Norte-Nordeste e foi ampliado em 1998, com a construção da Linha de Transmissão – LT Norte – Sul. É suprido majoritariamente com a energia gerada pela UHE Tucuruí, e os seus excedentes transferidos para os Subsistemas Nordeste (Companhia Hidroelétrica do São Francisco S.A. - Chesf) e Sudeste/Centro-Oeste (Furnas), com os quais são feitos intercâmbios, objetivando otimizar a operação dos seus reservatórios. Nos períodos de seca do rio Tocantins, há eventuais fluxos de energia das Regiões Sudeste e Nordeste para a região Norte.

No estado do Pará, este sistema atende à capital Belém, às regiões do Baixo Tocantins e às regiões Nordeste, Sudeste, Oeste e Leste do Estado, via suprimento ao Sistema das Centrais Elétricas do Pará S.A.- Celpa. Atualmente, cerca de 95% do mercado total da Celpa é atendido pelo Subsistema Norte Interligado. Algumas localidades situadas no sul, sudoeste e norte do Pará, principalmente na margem esquerda do rio Amazonas, ainda são supridas por sistemas isolados.

No estado do Maranhão, o Subsistema Norte Interligado atende à totalidade do Estado. O estado de Tocantins é totalmente atendido pelo SIN, seja através do Subsistema Norte, seja pelo Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

### 2.3 Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia

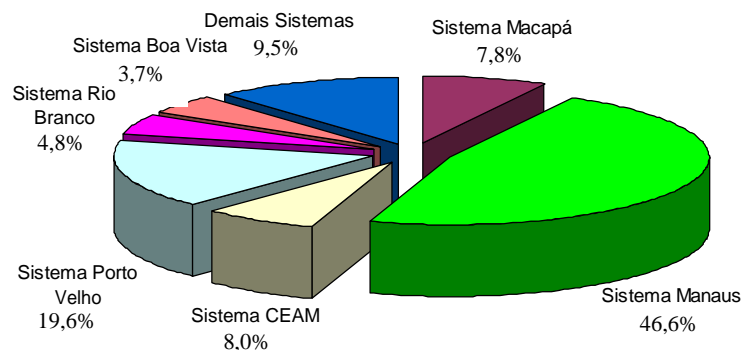
Segundo dados do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON, em janeiro de 2009, existiam em operação na Região Amazônica 276 sistemas isolados autorizados pela ANEEL, por meio do ofício nº 796/2008-SFG/ANEEL, de 26/09/2008, totalizando 1.223 unidades geradoras e 3.331,7 MW de potência nominal instalada, conforme apresentado na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1 - Sistemas isolados da Amazônia em janeiro de 2009**

<i>ESTADO</i>	<i>Nº DE SISTEMAS</i>	<i>Nº DE UNIDADES GERADORAS</i>	<i>POTÊNCIA NOMINAL (MW)</i>
Acre	11	88	128,1
Amapá	34	52	195,7
Amazonas	99	646	2.056,4
Mato Grosso	9	72	32,7
Pará	34	143	154,3
Rondônia	34	145	681,2
Roraima	55	77	83,3
<b>TOTAL</b>	<b>276</b>	<b>1.223</b>	<b>3.331,7</b>

Fonte: GTON, 2009

Destacam-se entre esses sistemas os que atendem às capitais Manaus, Porto Velho, Rio Branco, Macapá e Boa Vista, e localidades a elas interconectadas, por representarem cerca de 81% do mercado total dos sistemas isolados da Amazônia. Na Figura 2.1 é apresentada a participação dos maiores mercados dos sistemas isolados da Amazônia no ano de 2008, que registrou a energia total de 12.992.405 MWh.



**Figura 2.1 - Participação dos principais mercados no consumo total dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia em 2008**

Fonte: GTON, 2009

Para o ano 2009, o mercado de carga própria projetado pelo Comitê Técnico de Mercado (CTM), integrante do GTON, para os sistemas isolados da Amazônia é de 11.947.767 MWh (1.383 MW médio), representando uma redução de 8% em relação ao ano de 2008, devido à interligação do Sistema Porto Velho – Rio Branco ao Sistema Interligado Nacional – SIN, por meio da LT Vilhena – Jauru em 230 kV, ocorrida em 23 de outubro de 2009. No horizonte 2009-2017, prevê-se que este mercado terá um crescimento médio anual de 7,0% ao ano, superior, portanto, ao crescimento médio de 5,0% ao ano previsto para as regiões atendidas pelo Sistema Interligado Nacional. Parte desse índice (7%) advém da inclusão social de parcela considerável da população ainda não atendida pelos sistemas elétricos isolados da região.

Enquanto na maioria das capitais dos Estados Amazônicos a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos, no interior os sistemas isolados são atendidos majoritariamente por unidades dieselétricas de pequeno porte, embora existam também 34 pequenas centrais hidrelétricas instaladas nos estados de Rondônia (29), Roraima (02) e Mato Grosso (03), que auxiliam no suprimento de energia elétrica a alguns desses estados (GTON, 2009).

### **2.3.1 Sistemas Isolados do Estado de Roraima**

No estado de Roraima existem 56 sistemas isolados, sendo um atendido pela empresa Boa Vista Energia S.A. (Bovesa), subsidiária integral da Eletronorte, e 55 de responsabilidade

da Companhia Energética de Roraima S.A. (CER). Na Figura A.1, do Anexo A, está apresentada a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado de Roraima (GTON, 2009).

A empresa Boa Vista Energia atende à capital do Estado, Boa Vista, onde responde pela transmissão e distribuição de energia elétrica, e realiza o suprimento a dez localidades do interior pertencentes ao sistema CER: Alto Alegre, Mucajai, Tamandaré, Vila Iracema, São Raimundo, Cantá, Vila Central, Serra Grande II, Santa Cecília e Bonfim. Os demais sistemas isolados do interior são supridos pela CER.

O sistema elétrico da empresa Boa Vista Energia é responsável pelo atendimento de 87,7% da demanda de energia elétrica do Estado, enquanto o sistema CER responde por 12,3% do total requerido.

Os sistemas isolados do estado de Roraima beneficiam uma população de cerca de 307.000 habitantes, o que equivale a 77,8% do total da população do Estado. A população não atendida por energia elétrica ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, totalizam cerca de 88 mil habitantes, que representam 22,2% do total da população (ELETRONORTE, 2008e).

A grande extensão territorial, a dispersão populacional, e o grande número de reservas indígenas já demarcadas e protegidas por leis federais dificultam o pleno atendimento energético do Estado. Os estudos de planejamento da Eletronorte projetam para os próximos 10 anos a incorporação de mais algumas localidades aos sistemas da Bovesa e da CER, o que possibilitaria ampliar o atendimento de energia elétrica para 80% da população do Estado ao final de 2011.

Em julho de 2001 o sistema elétrico da Bovesa foi interligado ao sistema da empresa venezuelana Edelca, através de uma LT em 230 kV, com capacidade máxima de intercâmbio de 200 MW. Essa interligação possibilitará o suprimento ao sistema da Boa Vista Energia por cerca de 20 anos, com a energia gerada pelas usinas hidrelétricas do rio Caroni, na Venezuela, dentre elas as do Complexo Hidrelétrico de Guri (10.000 MW), a maior usina hidrelétrica venezuelana e uma das maiores do mundo.

Em consequência desta interligação, o parque gerador termelétrico da Bovesa foi parcialmente desativado. Apenas as unidades da UTE Floresta (três unidades) permanecem

como reserva operativa para atendimento emergencial, até que a interligação elétrica com a Venezuela atinja níveis operacionais confiáveis.

Para o atendimento às localidades do interior do Estado, a CER possui 54 sistemas isolados compostos de 74 unidades dieselétricas de pequeno porte (apenas 7 usinas possuem potência instalada superior a 500 kW), além da PCH Alto Jatapú, com duas unidades de 2,5 MW de potência, que atende a 9 localidades: Entre Rios, Caroebe, São João da Baliza, São Luiz do Anauá, Vila Moderna, Novo Paraíso, Martins Pereira, Rorainópolis e Nova Colina. As localidades do interior do Estado, atendidas por grupos geradores dieselétricos da CER, são abastecidas por redes de distribuição locais em 13,8/0,22 kV. O sistema de transmissão associado à PCH Alto Jatapú supre as nove localidades nas tensões de 13,8 kV e 69 kV. Na Tabela 2.2 está apresentada a capacidade do parque gerador instalado no estado de Roraima.

**Tabela 2.2 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Roraima em janeiro de 2009**

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Boa Vista Energia	3	62,0	52,0
CER	74	21,3	18,1
<b>TOTAL</b>	<b>77</b>	<b>83,3</b>	<b>70,1</b>

Fonte: GTON, 2009

A demanda máxima prevista em 2009 no sistema da Boa Vista Energia é de 94,6 MWh/h, enquanto no sistema da CER é de 16,4 MWh/h.

O sistema de transmissão sob responsabilidade da empresa Eletronorte/Boa Vista Energia em Roraima é constituído por subestações e LTs em 230 kV e 69 kV. Na Tabela 2.3 está apresentado o resumo das características principais desse sistema de transmissão.

**Tabela 2.3 - Características do sistema de transmissão da Eletronorte/Bovesa**

Capacidade de Transformação	306,4 MVA
Linha de Transmissão 230 kV	211,0 km
Linha de Transmissão 69 kV	46,2 km
Linha de Distribuição - AT	1.039,0 km
Linha de Distribuição - BT	1.312,5 km

Fonte: Bovesa, 2008

### **2.3.2 Sistemas Isolados do Estado do Amapá**

No estado do Amapá existem quatro sistemas isolados, sendo um atendido pela Eletronorte e três de responsabilidade da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA). Na Figura A.2 do Anexo A está apresentada a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado do Amapá (GTON, 2009).

O sistema da Eletronorte supre a capital, Macapá, além dos municípios de Santana, Mazagão, Porto Grande, Ferreira Gomes, Serra do Navio, Água Branca do Amapari, Cutias, Itaúbal do Pírim, Tartarugalzinho, Amapá, Calçoene e Pracuúba.

O suprimento energético aos demais sistemas isolados do interior é de responsabilidade da CEA, que os atende através de 3 pólos de geração: Laranjal do Jarí, Lourenço e Oiapoque.

A Eletronorte atende a 92,8% da demanda de energia elétrica do Estado, enquanto a CEA responde por 7,2% do total requerido.

Os sistemas elétricos do Amapá beneficiam uma população de cerca de 538.000 habitantes, o que equivale a 92% da população total do Estado. A população não atendida por energia elétrica, ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, corresponde a aproximadamente 47 mil habitantes, que representam 8% da população total do Amapá.

A expansão dos sistemas de transmissão da Eletronorte e da CEA, prevista para os próximos dez anos, possibilitará atender a uma população da ordem de 668.000 habitantes ao final de 2011, o que equivalerá a 97% do total da população residente no Estado (ELETRONORTE, 2008b).

O parque gerador da Eletronorte no Amapá é de natureza hidrotérmica, sendo constituído pela usina hidrelétrica de Coaracy Nunes (68 MW), localizada no rio Araguari, município de Ferreira Gomes, e pela usina termelétrica de Santana, localizada no município de Santana. Esse parque gerador apresenta uma capacidade efetiva de 234,8 MW.

O parque gerador sob responsabilidade da empresa CEA totaliza 15,0 MW de capacidade efetiva instalada, distribuído em 13 unidades geradoras dieselétricas instaladas nos

municípios de Laranjal do Jarí, Lourenço e Oiapoque. Na Tabela 2.4 está apresentada a capacidade do parque gerador instalado no estado do Amapá.

**Tabela 2.4 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Amapá em janeiro de 2009**

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Eletronorte	42	256,1	234,8
CEA	13	17,6	15,0
<b>TOTAL</b>	<b>55</b>	<b>273,7</b>	<b>249,8</b>

Fonte: GTON, 2009

A demanda máxima no sistema da Eletronorte para 2009, prevista pelo CCPE/CTEM, é de 180 MWh/h; enquanto no sistema da CEA é de 15,4 MWh/h.

O sistema de transmissão da Eletronorte no Amapá é constituído por subestações e LTs em 138 kV e 69 kV. A Tabela 2.5 resume as principais características desse sistema de transmissão.

**Tabela 2.5 - Características do sistema de transmissão da Eletronorte no Amapá**

Capacidade de Transformação	407,1 MVA
Linha de Transmissão 138 kV	303,9 km
Linha de Transmissão 69 kV	189,5 km

Fonte: Eletronorte

As localidades do interior do Estado, atendidas pela CEA, constituem sistemas isolados com geração térmica local, não existindo nenhum sistema de transmissão associado, à exceção de redes de distribuição urbana ou rural de baixa tensão (13,8/0,22 kV). Na Tabela 2.6 está apresentado o resumo das principais características desse sistema de distribuição.

**Tabela 2.6 - Características do sistema de distribuição da CEA**

Linha de Distribuição - Rede Rural AT	1.106,2 km
Linha de Distribuição - Rede Rural BT	26,6 km
Quantidade de Transformadores	696
Capacidade de Transformação	7,4 MVA
Linha de Distribuição - Rede Urbana AT	1.189,9 km
Linha de Distribuição - Rede BT	1.174,56 km
Quantidade de Transformadores	2.838
Capacidade de Transformação	223,4 MVA

Fonte: CEA, 2008



### 2.3.3 Sistemas Isolados do Estado do Amazonas

No estado do Amazonas existem 115 sistemas isolados, sendo um que atende à capital Manaus e 114 distribuídos no interior do Estado, todos sob a responsabilidade da Amazonas Energia S.A. (atual Amazonas Distribuidora de Energia S.A.), empresa do grupo Eletrobrás. Na Figura A.3 do Anexo A está apresentada a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado do Amazonas (GTON, 2009).

O sistema elétrico isolado atende à capital do Estado, responde por todos os processos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de realizar o suprimento a três municípios do interior: Presidente Figueiredo, Rio Preto da Eva e Iranduba. O suprimento energético aos demais sistemas isolados do interior é atendido através de 96 pólos de geração térmica local e sistemas de distribuição associados.

O sistema elétrico de Manaus é responsável pelo atendimento de 85,6% da demanda de energia elétrica do estado do Amazonas, enquanto os sistemas isolados do interior respondem por 14,4% do total requerido.

Os sistemas elétricos da Amazonas Energia beneficiam uma população de cerca de 2,7 milhões de habitantes, o que equivale a 79% da população total do Estado. Todavia, ainda é expressiva a população não atendida por energia elétrica ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, ou seja, cerca de 700 mil habitantes, que representam 21% do total da população, com predominância na área rural.

O Amazonas é um dos Estados que apresenta as maiores taxas de desabastecimento de energia elétrica do Brasil. A grande extensão territorial, as localidades esparsas, o acesso difícil e o grande número de unidades de conservação, as reservas indígenas, a falta de uma política energética, de planejamento e a falta de regulação específica por região dificultam o pleno atendimento energético do Estado.

Estudos da Eletronorte preveem que, até o final de 2011, a população beneficiada com energia elétrica será de aproximadamente 3,0 milhões de habitantes, o que equivalerá a 81% do total da população residente no Estado (ELETRONORTE, 2008c).

O parque gerador instalado para o atendimento aos sistemas da Manaus Energia – Capital apresenta uma capacidade efetiva de 1.431,9 MW, distribuída em unidades geradoras

da própria Manaus Energia, e dos produtores independentes de energia (PIE). Na Tabela 2.7 está apresentada a capacidade efetiva do parque gerador do Sistema Manaus.

**Tabela 2.7 – Capacidade efetiva do parque gerador do sistema Manaus em janeiro de 2009**

<i>Plantas</i>	<i>Empresa</i>	<i>Potência (MW)</i>
UHE Balbina	Manaus Energia S.A.	250
UTE Aparecida I	Manaus Energia S.A.	112
UTE Aparecida II	Manaus Energia S.A.	80
UTE Mauá I	Manaus Energia S.A.	136
UTE Mauá II	Manaus Energia S.A.	40
UTE Mauá III	Manaus Energia S.A.	110
UTE Mauá IV	Manaus Energia S.A.	157.5
UTE Electron	Manaus Energia S.A.	108
UTE Cidade Nova	Manaus Energia S.A.	15.4
UTE São José	Manaus Energia S.A.	36.4
UTE Flores	Manaus Energia S.A.	81.6
Breitener Tambaqui S.A. – PIE	Breitener Tambaqui S.A.	60
UTE FRAN – PIE	Breitener Jaraqui S.A.	60
UTE Cristiano Rocha – PIE	Rio Amazonas Energia S.A.	65
UTE Manauara – PIE	Companhia Energética Manauara S.A.	60
UTE Ponta Negra – PIE	Geradora de Energia do Amazonas S.A.	60
<b><i>TOTAL (capital)</i></b>		<b><i>1,431.9</i></b>

Fonte: GTON/Eletróbrás 2009

O parque gerador próprio da Manaus Energia - Capital é de natureza termohídrica, possuindo 175 unidades geradoras, que totalizam uma capacidade efetiva instalada de 1.181,9 MW, distribuídas em 3 termelétricas à óleo combustível – Aparecida, Mauá e Electron, 3 pontos de geração distribuída (133,4 MW) à óleo diesel, nas barras de 13,8 KV das Subestações distribuidoras São José, Cidade Nova, Flores, e na UHE Balbina (250 MW), localizada no rio Uatumã, município de Presidente Figueiredo. O parque gerador dos PIE é constituído por 5 usinas termelétricas – Tambaqui (60 MW), Jaraqui (60 MW), Manauara (60 MW), Cristiano Rocha (65 MW) e GERA (60 MW) - que possuem 25 unidades geradoras, totalizando 305 MW de capacidade efetiva contratada.

O parque gerador da Manaus Energia – Interior totaliza uma capacidade efetiva instalada de 328,3 MW, distribuída entre 471 unidades geradoras, com unidades geradoras próprias (202,5 MW), locadas (74 MW) e o PIE BK Energia com uma unidade geradora de 7

MW que utiliza resíduo de madeira (biomassa), instalada no município de Itacoatiara (AM). Na Tabela 2.8 está apresentada a capacidade do parque gerador instalado no estado do Amazonas.

**Tabela 2.8 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Amazonas em janeiro de 2009**

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Manaus Energia - Capital	175	1.670,1	1.431,9
Manaus Energia - Interior	471	386,2	328,3
<b>TOTAL</b>	<b>646</b>	<b>2.056,30</b>	<b>1.760,2</b>

Fonte: GTON, 2009

A demanda máxima prevista pelo CTEM/CCPE para 2009 no sistema da Manaus Energia – Capital é de 1.072 MWh/h, enquanto no sistema da Manaus Energia – Interior é de 194,4 MWh/h.

Os sistemas de transmissão e distribuição da Manaus Energia – Capital são constituídos por subestações e LTs em 230 e 69 kV que suprem a capital e localidades no entorno de Manaus. Na Tabela 2.9 está apresentado o resumo das principais características desses sistemas (MESA, 2008).

**Tabela 2.9 - Características dos sistemas de transmissão e distribuição da Manaus Energia - Capital**

Capacidade de Transformação - Transmissão	2.402,5 MVA
Linha de Transmissão 230 kV	364 km
Linha de Transmissão 69 kV	252 km
Rede de Distribuição 13,8 kV	2.194,6 km
Quantidade de Postes	117.521
Quantidade de Transformadores	10.865
Capacidade de Transformação - Distribuição	768,0 MVA

Fonte: MESA, 2008

As localidades do interior do Estado, atendidas pela Manaus Energia – Interior, constituem sistemas isolados com geração térmica local, dispondo apenas de redes de distribuição urbana. Em algumas localidades existem também redes para atendimento à área rural. Na Tabela 2.10 está apresentado o resumo das principais características desse sistema de distribuição (MESA, 2008).

**Tabela 2.10 - Características do sistema de distribuição da Manaus Energia – Interior**

Rede de Distribuição (Urbana e Rural)	3.952,1 km
Quantidade de Postes	101.749
Quantidade de Transformadores	6.755
Capacidade de Transformação	156,37 MVA

Fonte: MESA, 2008

### **2.3.4 Sistemas Isolados do Estado do Acre**

No estado do Acre existem 12 sistemas isolados, sendo 1 atendido pela Eletronorte, e 11 de responsabilidade da Companhia de Eletricidade do Acre S.A. – Eletroacre. Na Figura A.4 do Anexo A está apresentada a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado do Acre (GTON, 2009).

O sistema elétrico da Eletronorte no estado do Acre atende à capital, Rio Branco, e mais seis localidades do interior: Porto Acre, Plácido de Castro, Acrelândia, Bujarí, Senador Guimard e Vila Campinas, via suprimento à concessionária estadual Eletroacre, que é responsável pela distribuição de eletricidade na capital e também pelo atendimento no interior do Estado através de geração térmica local.

A Eletronorte é responsável pelo atendimento de 81% da demanda de energia elétrica do Estado, enquanto a Eletroacre responde por 19% do total requerido.

Os sistemas elétricos atendidos pela Eletronorte e pela Eletroacre beneficiam uma população de cerca de 535.460 habitantes, o que equivale a 82% do total da população do Estado. A população não atendida por energia elétrica ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, corresponde a aproximadamente 118 mil habitantes, que representam 18% da população total do Estado.

A expansão dos sistemas de transmissão da Eletronorte e da Eletroacre, prevista para os próximos dez anos, possibilitará que, no final de 2011, cerca de 600.000 habitantes sejam atendidos por energia elétrica, o que equivalerá a 84% do total da população residente no Estado (ELETRONORTE, 2008a)

O parque gerador da Eletronorte no estado do Acre é totalmente termelétrico, possuindo 24 unidades geradoras, distribuídas em 3 termelétricas: Rio Branco I, Rio Branco II e Rio Acre - que perfazem 77,5 MW de capacidade efetiva instalada.

O suprimento de energia elétrica aos sistemas isolados da Eletoacre é realizado através de 13 termelétricas operadas pelo PIE Guascor do Brasil, totalizando 35,3 MW efetivos, distribuídos entre 78 unidades geradoras. Na Tabela 2.11 está apresentada a capacidade do parque gerador instalado no estado do Acre.

**Tabela 2.11 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Acre em janeiro de 2009**

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Eletronorte	24	94,4	79,4
Eletoacre	64	33,7	27,0
<b><i>TOTAL</i></b>	<b>88</b>	<b>128,1</b>	<b>106,4</b>

Fonte: GTON, 2009

A demanda máxima prevista pelo CCPE/CTEM para 2009 no sistema da Eletronorte é de 122,8 MWh/h, enquanto no sistema da Eletoacre é de 26,3 MWh/h.

O sistema da Eletronorte no Acre foi interligado ao sistema elétrico da Eletronorte em Rondônia, em março de 2002. Após a efetivação da interligação Porto Velho – Rio Branco, o parque gerador instalado em Rio Branco foi parcialmente desativado, pela Eletronorte, permanecendo apenas as 24 unidades das UTE como reserva operativa.

O sistema de transmissão da Eletronorte no Acre é constituído de subestações e LTs em 230 e 69 kV que atendem à capital e a localidades próximas a Rio Branco. Na Tabela 2.12 está apresentado o resumo das principais características desse sistema de transmissão.

**Tabela 2.12 - Características do sistema de transmissão da Eletronorte no Acre**

Capacidade de Transformação	306 MVA
Linha de Transmissão 230 kV	132 km
Linha de Transmissão 69 kV	44 km

Fonte: Eletronorte, 2008

As localidades atendidas pela Eletoacre constituem sistemas isolados com geração térmica local, não existindo nenhum sistema de transmissão associado, à exceção de redes de distribuição urbana ou rural de baixa tensão (13,8/0,22 kV). Na Tabela 2.13 está apresentado o resumo das principais características do sistema de distribuição da Eletoacre em Rio Branco e no interior.

**Tabela 2.13 - Características do sistema de distribuição da Eletroacre**

Capacidade de Transformação	213,8 MVA
Linha de Distribuição – Alta Tensão	3.773,2 km
Linha de Distribuição – Baixa Tensão	1.836,1 km

Fonte: Eletroacre, 2008

### **2.3.5 Sistemas Isolados do Estado de Rondônia**

No estado de Rondônia existem 40 sistemas isolados, sendo 5 atendidos pela Eletronorte, e 35 de responsabilidade da Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – Ceron. Na Figura A.5 do Anexo A está apresentada a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado de Rondônia (GTON, 2009).

A Eletronorte atende à capital, Porto Velho, e às localidades de Ariquemes, Ji-Paraná, Rolim de Moura e Jaru, ao longo da BR 364, via suprimento à Ceron, que é responsável pela distribuição em todo o Estado e também pela geração de energia elétrica das demais localidades, através de parque gerador termelétrico próprio e de pequenas centrais hidrelétricas.

Desde o ano de 2000, a Eletronorte, através de contrato de fornecimento, adquire energia elétrica do produtor independente Termonorte, instalado em Porto Velho, de modo a complementar a geração própria para atendimento ao seu sistema.

O sistema elétrico da Eletronorte é responsável pelo suprimento de 89% da demanda de energia elétrica do estado de Rondônia, enquanto o sistema da Ceron responde por 11% do total requerido.

Os sistemas elétricos da Eletronorte e da Ceron beneficiam uma população de cerca de 1.070.000 habitantes, o que equivale a 75% do total da população do Estado. A população não atendida por energia elétrica, ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, corresponde a aproximadamente 357 mil habitantes, que representam 25% da população total do Estado.

A expansão dos sistemas de transmissão da Eletronorte e da Ceron, prevista para os próximos dez anos, possibilitará que, no final de 2011, a população beneficiada seja de aproximadamente 1.329.000 habitantes, o que equivalerá a cerca de 78% da população total do Estado (ELETRONORTE, 2008d).

O parque gerador instalado para o atendimento ao sistema da Eletronorte no estado de Rondônia apresentava, em janeiro de 2009, uma capacidade efetiva de 864,3 MW, distribuídos em dezessete unidades geradoras da própria Eletronorte e do PIE Termo Norte.

O parque gerador da Eletronorte é de natureza hidrotérmica, sendo composto de uma usina termelétrica - UTE Rio Madeira e da UHE Samuel (216 MW), localizada no rio Jamari, que juntas totalizam 305 MW efetivos, distribuídos em nove unidades geradoras. O parque gerador do PIE Termo Norte é composto por duas usinas termelétricas - Termo Norte I e Termo Norte II - que possuem oito unidades geradoras, totalizando 407 MW de capacidade efetiva instalada.

O suprimento de energia elétrica às localidades do interior do Estado é realizado pela Ceron, através de geração própria ou pela aquisição de energia elétrica de produtores independentes e autoprodutores.

A partir de 1998, todo o parque gerador termelétrico da Ceron passou a ser operado pelo PIE Guascor do Brasil. O parque térmico da Ceron/Guascor é composto por 161 unidades geradoras dieselétricas, totalizando uma potência efetiva de 88,8 MW.

Além da geração termelétrica, a Ceron adquire energia de dezoito pequenas centrais hidrelétricas (sendo duas próprias e dezesseis de terceiros) que totalizam uma potência nominal instalada de 42,4 MW. Na Tabela 2.14 está apresentada a capacidade do parque gerador instalado no estado de Rondônia.

**Tabela 2.14 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Rondônia em janeiro de 2009**

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Eletronorte	17	830,1	711,3
Ceron	162	163,0	153,0
<b><i>TOTAL</i></b>	<b><i>179</i></b>	<b><i>993,1</i></b>	<b><i>864,3</i></b>

Fonte: GTON, 2009

A demanda máxima prevista pelo CCPE/CTEM para 2009 no sistema da Eletronorte é de 444,9 MWh/h, enquanto no sistema da Ceron é de 393,1 MWh/h.

O sistema de transmissão da Eletronorte em Rondônia é constituído por subestações e linhas de transmissão em 230, 138 e 69 kV que atendem à região polarizada por Porto Velho e

diversas localidades ao longo da BR 364. Na Tabela 2.15 está apresentado o resumo das principais características desse sistema de transmissão.

**Tabela 2.15 - Características do sistema de transmissão da Eletronorte em Rondônia**

Capacidade de Transformação	918 MVA
Linha de Transmissão 230 kV	756 km
Linha de Transmissão 138 kV	240 km
Linha de Transmissão 69 kV	84 km

Fonte: Eletronorte, 2008

O sistema de transmissão da Ceron é composto por diversas linhas de transmissão e subestações que interligam cerca de 30 localidades do interior ao sistema de transmissão da Eletronorte. Além desse sistema, existem ainda os sistemas de transmissão isolados do interior, que interligam alguns pólos de geração aos centros de carga, além dos sistemas de distribuição da capital e cidades do interior. Na Tabela 2.16 está apresentado o resumo das principais características desse sistema de transmissão.

**Tabela 2.16 - Características do sistema de transmissão da Ceron**

Capacidade de Transformação	426 MVA
Linha de Transmissão 138 kV	110 km
Linha de Transmissão 69 kV	117 km
Linha de Transmissão 34,5 kV	748 km
Linhas de Transmissão 13,8 kV (AT + BT)	13.582 km

Fonte: Ceron, 2008

### **2.3.6 Sistemas Isolados do Estado do Pará**

No estado do Pará existem 37 sistemas isolados autorizados pela ANEEL. Destes, 34 são de responsabilidade das Centrais Elétricas do Pará (Celpa) e três de responsabilidade da Jarí Celulose - Jarcel. Na Figura A.6 do Anexo A está apresentada a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado do Pará (GTON, 2009).

Dos 34 sistemas isolados de responsabilidade da Celpa, 23 têm a sua operação e manutenção contratada ao PIE Guascor do Brasil. Todos esses sistemas são puramente térmicos à base de óleo diesel. Na divisa do Pará com o Amapá opera a Jarcel, que fornece energia elétrica às localidades de Monte Dourado, São Miguel e Munguba.

O parque gerador da Celpa nos sistemas isolados é constituído por 131 unidades geradoras dieselétricas que totalizam 72,8 MW de capacidade efetiva instalada, e de 6



unidades geradoras hidráulicas das PCH's Salto Buriti e Salto Curuá (PCH's de propriedade de PIE), totalizando uma potência nominal instalada térmica de 85,7 MW e hidráulica de 40,0 MW.

O parque gerador da Jarcel totaliza uma capacidade efetiva instalada de 58,4 MW, distribuída entre 12 unidades geradoras, sendo uma unidade da UTE Jarí, com potência efetiva de 46,75 MW. Na Tabela 2.17 está apresentada a capacidade do parque gerador instalado nos sistemas isolados do estado do Pará.

**Tabela 2.17 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Pará em janeiro de 2009**

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Celpa	137	125,7	112,8
Jarcel	12	68,7	58,4
<b>TOTAL</b>	<b>149</b>	<b>194,4</b>	<b>171,2</b>

Fonte: GTON, 2009

A demanda máxima prevista pelo CCPE/CTEM para 2009 nos sistemas isolados da Celpa é de 66,5 MWh/h, enquanto nos sistemas da Jarcel é de 3,8 MWh/h.

As localidades atendidas pelos sistemas isolados da Celpa e Jarcel não apresentam sistema de transmissão associado, possuem apenas redes de distribuição urbana ou rural de baixa tensão (13,8/0,22 kV).

### **2.3.7 Sistemas Isolados do Estado de Mato Grosso**

No estado de Mato Grosso existem 11 sistemas isolados autorizados pela ANEEL sob responsabilidade das Centrais Elétricas de Mato Grosso (Cemat). Na Figura A.7 do Anexo A está apresentada a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado de Mato Grosso (GTON, 2009).

Desses sistemas, 9 são puramente térmicos e utilizam o óleo diesel como combustível e dois hídricos: PCH's Margarita e Prata (Sistema Comodoro).

O parque gerador da Cemat nos sistemas isolados é constituído por 160 unidades geradoras que totalizam 54,7 MW de capacidade efetiva instalada. Na Tabela 2.18 está apresentada a capacidade do parque gerador instalado nos sistemas isolados do estado de

Mato Grosso.

**Tabela 2.18 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Mato Grosso em janeiro de 2009**

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Cemat	75	35,4	30,5
<b><i>TOTAL</i></b>	<b>75</b>	<b>35,4</b>	<b>30,5</b>

Fonte: GTON, 2009

A demanda máxima prevista pelo CCPE/CTEM para 2009 nos sistemas isolados da Cemat é de 14,2 MWh/h. Nestas localidades, a Cemat atende a seus Sistemas Isolados através de redes de distribuição de baixa tensão (13,8/0,22 kV). Com isso, neste capítulo foram apresentadas as características gerais dos Sistemas Elétricos da Amazônia.

Nesse contexto, observa-se que grande parte da Região Amazônica é atendida através dos denominados Sistemas Elétricos Isolados – SEI, que se encontram isolados do Sistema Interligado Nacional, apresentando predominância de geração térmica, merecendo, portanto, um tratamento específico para viabilizar o atendimento adequado à população dessa região.

As especificidades dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia serão abordadas em maior profundidade no capítulo 3.

## **CAPÍTULO 3**

### **ESPECIFICIDADES DOS SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS DA AMAZÔNIA**

#### **3.1 Contextualização**

Nos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia, cujas áreas de concessão são compostas por regiões de economia pouco desenvolvida, com baixa concentração de carga, a falta de escala econômica para exploração do negócio de venda de energia elétrica, notadamente naquelas comunidades e/ou municípios localizados no interior dos Estados, provoca desequilíbrio financeiro nas concessionárias locais já que, para serem rentáveis teriam que praticar tarifas muito elevadas, que certamente não estariam ao alcance dos seus consumidores, o que inibe, em princípio, investimentos privados nesses sistemas (ELETROBRÁS, 2002).

Nesse cenário, os sistemas isolados podem ser divididos em duas categorias: capitais e interiores dos Estados. Os da primeira categoria são responsáveis pelo suprimento de energia elétrica às capitais dos Estados, quais sejam: Manaus, Macapá e Boa Vista, enquanto que os denominados sistemas isolados do interior caracterizam-se, basicamente, pelo grande número e dispersão de pequenas unidades geradoras a óleo diesel, utilizadas em decorrência da grande dificuldade de acesso e do reduzido número de consumidores, o que impõe grandes desafios para superar as dificuldades nos procedimentos inerentes à operação e manutenção dos equipamentos.

No que concerne à logística de abastecimento, para vencer as grandes distâncias dessa região, onde há ausência ou escassez de estradas de rodagem e de ferrovias, os únicos meios de transporte possíveis são a navegação fluvial ou a utilização de aviões fretados, encarecendo sobremaneira o provimento desses sistemas. No entanto, essas condições regionais adversas não podem impedir o atendimento aos consumidores de energia elétrica, dada a essencialidade desse serviço aos padrões mínimos de qualidade de vida, de desenvolvimento regional, bem como o aspecto geopolítico de preservação da Amazônia brasileira.

Os sistemas isolados têm especificidades que os diferenciam significativamente do sistema interligado. Uma especificidade muito importante é o fato de se despachar na base

energia termelétrica gerada a partir de derivados de petróleo. No sistema interligado somente nos horários de ponta e, eventualmente, em situações de hidraulicidade crítica é que entram em operação unidades geradoras usando derivados de petróleo fora do período de maior demanda.

Outra característica específica dessa região está associada às concessionárias que atuam em municípios atendidos por sistemas isolados, em que as seguintes peculiaridades devem ser consideradas:

- a concessionária é responsável pela operação e manutenção dos sistemas de geração, além de ser responsável pela difícil logística de transporte e abastecimento de combustível das centrais geradoras;
- as centrais geradoras são subsidiadas pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, até os seguintes limites: de 0,293 a 0,506 litro por kWh gerado para Grupos Motor – Gerador (dependendo da faixa de potência da UTE) e de 0,315 a 0,477 litro por kWh gerado por Turbinas (dependendo da UTE, que são compatíveis com um bom desempenho dos equipamentos em operação na região (GTON, 2009);
- existe a necessidade de ampliação das centrais geradoras atuais, construção de novas usinas e a expansão do sistema de distribuição, devido ao programa de universalização do atendimento de energia elétrica, do Governo Federal;
- no estado do Amazonas, o consumo médio residencial é relativamente alto, em função da intensiva utilização de usos finais voltados para a climatização de ambientes no período de verão (no ano de 2008 este consumo atingiu 179,4 kWh por residência/mês, contra o consumo médio residencial brasileiro de 148 kWh por residência/mês);
- baixa renda *per capita* da população local;
- concentração de renda nas capitais dos Estados e um interior com baixa participação na arrecadação de impostos;
- inexistência de economia de escala em função da falta de concentração de carga do mercado consumidor, com a necessidade de construção e aporte de recursos em escala superior aos sistemas interligados por unidade consumidora atendida (na produção, transmissão, distribuição e comercialização); e
- grande pressão de entidades ambientais (nacionais e internacionais) visando à preservação do meio ambiente.

Estas dificuldades geram falta de economia de escala que produzem desequilíbrios econômico-financeiros crônicos em todas as concessionárias que atuam nos Sistemas Isolados da região Norte.

### **3.2 Desempenho Econômico-financeiro das Empresas dos Sistemas Isolados**

O desempenho econômico-financeiro das empresas dos Sistemas Isolados da Amazônia é fortemente comprometido devido, principalmente, aos seguintes problemas estruturais (FROTA, 2004):

- mercados com baixa densidade;
- disfunções locais na tributação de energia elétrica;
- altos índices de perdas técnicas e comerciais de energia elétrica;
- níveis elevados de inadimplência;
- níveis de endividamento;
- infraestrutura deficiente, que provoca custos operacionais mais elevados;
- falta de investimentos para a diversificação da geração;
- despesas elevadas com a compra de energia; e
- custos elevados da geração.

Destacam-se, a seguir, os problemas estruturais externos às empresas, quais sejam: as características dos mercados dos sistemas isolados, a tributação do ICMS, o alto índice de perdas de energia e o elevado grau de inadimplência dos consumidores, comentando-se, por fim, os problemas internos às empresas, motivados, em parte, pelas razões discutidas anteriormente.

#### **3.2.1 Mercados**

Atualmente existem aproximadamente 280 sistemas isolados, destacando-se, na região Norte, os que atendem às capitais: Manaus, Macapá e Boa Vista. Os demais estão distribuídos no interior dos estados do Amazonas, Rondônia, Amapá, Roraima, Acre, Pará e Mato Grosso (GTON, 2009).

Uma característica marcante dos sistemas isolados é a pequena concentração de carga de seus mercados, devido à grande dimensão territorial de sua área de atuação (mercados dispersos). Como exemplo, pode-se citar o caso do interior amazonense, que possui, em

média 0,1 consumidor por km<sup>2</sup>, tendo o município de Japurá 0,01 consumidor por km<sup>2</sup>, em um extremo e, no outro, o município de Parintins, com 2,2 consumidores por km<sup>2</sup>. A logística adotada para o atendimento deste mercado não tem similar no mundo: uma área de 1,6 milhões de km<sup>2</sup> de extensão é abastecida de energia elétrica sem a disponibilidade, em muitos casos, de infraestrutura de porto e aeroporto apropriada, assim como serviços de transporte e comunicação satisfatórios.

### **3.2.2 Tributação do ICMS**

Com o advento da Lei Complementar n.º 87, de 13/09/1996, e consequentes regulamentos do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS de alguns Estados da região Norte, a energia elétrica passou a ser submetida ao regime ordinário de tributação, em que na saída da energia elétrica do estabelecimento gerador para o distribuidor há a obrigatoriedade do lançamento do ICMS na nota fiscal e o posterior recolhimento do imposto.

Todavia, em decorrência do princípio constitucional da não-cumulatividade, segundo o qual o ICMS pago nas operações anteriores pode ser abatido do valor do imposto a ser pago nas operações posteriores, quando tributadas, as empresas de energia elétrica possuem o direito de se creditar do ICMS incidente sobre matérias primas e insumos utilizados no processo de industrialização, o que está condicionado apenas ao fato de o produto final sair tributado do seu estabelecimento.

Assim, diante dessas normas constitucionais e ordinárias, as empresas de energia elétrica possuem o direito de se creditar do ICMS pago em todas as operações anteriores tributadas, tais como na aquisição de combustível, no caso das empresas geradoras e/ou verticalizadas (empresa geradora e distribuidora), e na compra de energia elétrica das geradoras, no caso das empresas distribuidoras.

Contudo, com o aumento das dificuldades de logística e desenvolvimento econômico da região, o custo da produção de energia elétrica tem se tornado muito superior ao preço de venda do consumidor final, o que tem ocasionado o acúmulo de créditos do ICMS em quase todas as empresas dos sistemas isolados, sem a devida possibilidade de compensação (diferimento).

Com isto, a atual sistemática de tributação do ICMS tem gerado severos impactos financeiros nas empresas de energia elétrica dos sistemas isolados, onde a maior fonte de geração é de origem térmica, que consome elevados volumes de derivados de petróleo.

Sob o aspecto jurídico, a questão do acúmulo de créditos de ICMS, ou melhor, do aproveitamento do crédito acumulado, é bastante complexa. Com efeito, a Lei Complementar nº 87/96, que é norma complementar à Constituição da República, somente obriga os Estados da Federação a permitirem a transferência dos créditos acumulados quando tais créditos se originam de insumos utilizados na industrialização de produtos exportados.

Nos demais casos, de créditos acumulados de outras origens, como é a situação das empresas de energia elétrica da região Norte, os Estados da Federação “podem” permitir a transferência para outro estabelecimento do mesmo contribuinte no Estado, ou para estabelecimento de outro contribuinte também no mesmo Estado. Trata-se, portanto, de uma faculdade. Desta forma, os Estados da região Norte, ao não disciplinarem a possibilidade de transferência dos créditos acumulados pelas empresas de energia elétrica, não estão, aparentemente, infringindo qualquer lei, o que inviabiliza o aproveitamento dos créditos das concessionárias daquela região, que são obrigadas a recolher valores muito superiores ao montante devido a título do ICMS, gerando uma disfunção operacional que precisa ser corrigida, com a devida brevidade, pelos diversos agentes setoriais envolvidos com esta questão.

Essa disfunção operacional foi temporariamente diminuída em função da publicação da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, que determinou nova sistemática para o rateio dos benefícios da CCC dos sistemas isolados, notadamente no que se refere aos encargos e tributos incidentes na aquisição de combustível, incluído o ICMS na alíquota de 17% praticada pelos Estados da região Norte, que provisoriamente passaram a ser suportados pela CCC nos seguintes percentuais anuais:

- 100% (cem por cento) para o ano de 2004;
- 80% (oitenta por cento) para o ano de 2005;
- 60% (sessenta por cento) para o ano de 2006;
- 40% (quarenta por cento) para o ano de 2007;
- 20% (vinte por cento) para o ano de 2008; e
- 0 (zero) a partir do ano de 2009.

### 3.2.3 Perdas de Energia Elétrica

As atividades de produção, transporte e venda de energia elétrica ocasionam, em todas as fases de seu processo industrial, perdas, que podem culminar na inviabilização do negócio, ou na criação de empresas economicamente deficitárias, com uma contínua degradação dos serviços prestados aos consumidores de sua área de concessão.

Os índices anuais de perdas em empresas de energia elétrica situadas nos países desenvolvidos estão entre 6% e 8%, enquanto que na América Latina chegam a alcançar 32%. Segundo o Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM) do CCPE, no Brasil, o índice médio de perdas no ano de 2007 foi de 16,7%, e nos Sistemas Elétricos Isolados próximo de 36%, conforme indicado na Tabela 3.1.

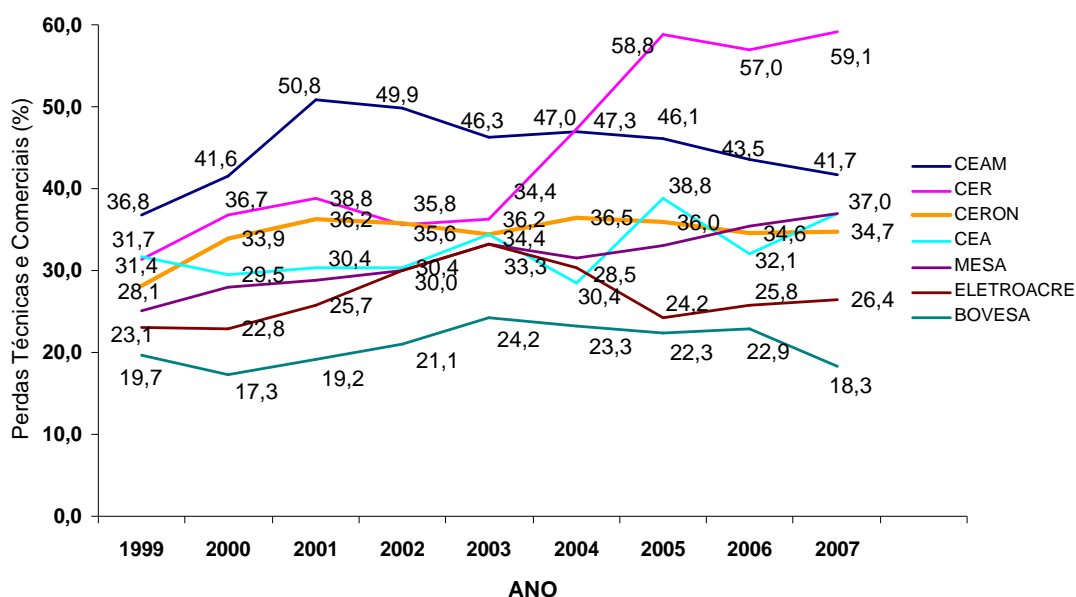
**Tabela 3.1 – Índices médios de perdas nos sistemas elétricos brasileiros no ano de 2007**

<i>Sistemas</i>	<i>Perdas(%)</i>
Norte Isolado	35,9
Norte Interligado	16,7
Nordeste	17,7
Sudeste/Centro-Oeste	17,2
Sul	10,8
<i>Brasil</i>	<i>16,7</i>

Fonte: CTEM/CCPE, 2008

Os altos índices de perdas técnicas e comerciais de energia elétrica nos sistemas isolados são considerados como um dos maiores indicadores que contribuem para o prejuízo operacional das empresas, haja vista que esses índices estão bem superiores à média do setor elétrico brasileiro, como se pode verificar na Figura 3.1, que apresenta médias móveis de 12 meses. Observa-se neste indicador a posição fortemente negativa das empresas CEAM e CER, com uma tendência de redução das perdas da CEAM, em função da instalação de medidores de energia elétrica, e da implantação de normas de recebimento e controle de combustível, e aumento nas demais empresas concessionárias.





**Figura 3.1 – Evolução entre 1999 a 2007 do índice de perdas das empresas concessionárias governamentais de energia elétrica dos sistemas isolados da região Norte.**

Fonte: Eletrobrás, 2008

As perdas comerciais, provocadas por alterações nos registros corretos da energia fornecida aos consumidores finais, possuem diversas origens, dentre as quais se podem destacar (FROTA, 2004):

- erros de medição;
- classificação inadequada no cadastro de consumidores;
- erros de faturamento;
- fraude nos pagamentos; e
- desvios ou ligações clandestinas.

Por outro lado, dentre essas diversas causas das perdas comerciais, verifica-se que as principais responsáveis por índices insatisfatórios são imputáveis a terceiros, que, para benefício próprio, praticam fraudes, desvios e/ou ligações clandestinas. Estas causas explicam os altos índices de perdas comerciais registrados nos sistemas isolados, no qual a população apresenta um baixíssimo grau de desenvolvimento econômico, o que fomenta a utilização cada vez mais crescente de meios ilícitos (fraudes e desvios), objetivando a diminuição do custo do fornecimento de energia elétrica.

Além disso, é importante registrar que a falta de investimentos públicos na região Norte gerou um crescimento desordenado e irregular das cidades, provocando invasões e loteamentos improvisados, que resultam na construção de redes elétricas clandestinas, que comprometem a operação dos sistemas de distribuição.

### **3.2.4 Inadimplência**

O fornecimento de energia elétrica envolve uma modalidade especial de contrato de compra e venda em que uma das partes obriga-se a prestações periódicas ou contínuas de um benefício contra o pagamento do preço deste benefício.

Nesse caso específico, a concessionária se obriga a fornecer energia elétrica de uma forma contínua, e o consumidor se compromete a efetuar o pagamento do preço fixado pelo Poder Público, que é a tarifa determinada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), correspondente aos custos operacionais e aos investimentos necessários do empreendimento. Todavia, o grau ainda reduzido de desenvolvimento econômico da região Norte e o baixo nível de renda de boa parte dos consumidores dos seus sistemas isolados têm prejudicado o cumprimento de sua obrigação contratual, que é o pagamento da fatura de energia elétrica, gerando uma inadimplência cada vez mais elevada.

Além dessa falta de recursos financeiros da população, as dificuldades logísticas da região não contribuem para a implementação de ações mais efetivas de combate à inadimplência, notadamente em função do mercado consumidor está distante das sedes das concessionárias, dificultando o transporte de pessoal e material destinado a essas medidas.

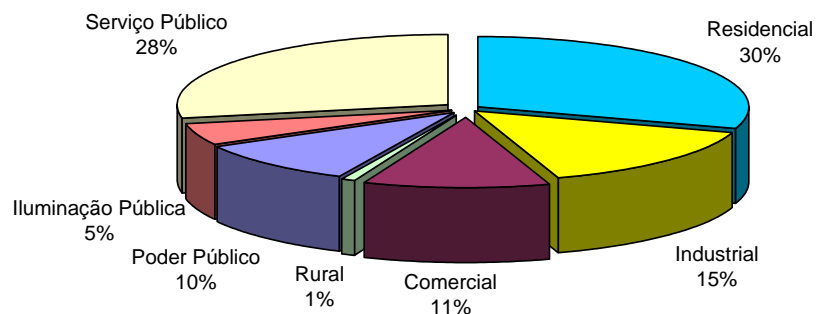
Por outro lado, a suspensão do fornecimento de energia elétrica, que consiste na principal medida de combate à inadimplência, tem se desenvolvido com muitas dificuldades, já que a grande maioria dos julgados dos Tribunais Superiores (Superior Tribunal de Justiça – STJ e Supremo Tribunal Federal - STF) tem sido contrárias às empresas de distribuição de energia elétrica.

Deve ser ressaltado que essa tendência jurisprudencial aos poucos vem sendo revertida pelas concessionárias de distribuição, que têm conseguido demonstrar ao Poder Judiciário que *“É lícito à concessionária interromper o fornecimento de energia elétrica, se, após aviso prévio, o consumidor de energia elétrica permanecer inadimplente no pagamento da respectiva conta (L. 8.987/95, Art. 6º, § 3º, II)”*, como decidiram os Ministros da 1ª Seção do

Superior Tribunal de Justiça, quando do julgamento do Recurso Especial nº 363.943 – MG, julgado em 10/12/2003.

Com os mesmos argumentos, a 2ª Turma do STJ entendeu que “...os serviços públicos essenciais, remunerados por tarifa, porque prestados por concessionárias do serviço, podem sofrer interrupção quando há inadimplência, como previsto no art. 6º, § 3º, II, da Lei 8.987/95. Exige-se, entretanto, que a interrupção seja antecedida por aviso” (Recurso Especial nº 525.500 – AL, julgado em 16/12/2003).

Na Figura 3.2 está indicada a distribuição do montante da inadimplência da ordem de R\$ 480 milhões, referente ao ano de 2007, entre os diversos segmentos consumidores (ELETROBRÁS, 2008).



**Figura 3.2 – Segmentos consumidores responsáveis pela inadimplência nos sistemas elétricos isolados da região Norte em 2007**

Fonte: Eletrobrás, 2008

Observa-se, na Figura 3.2, a importante participação do poder público, serviços públicos e iluminação pública, ao lado do setor residencial, entre os principais responsáveis pelo grave quadro de inadimplência.

### **3.3 Planejamento da CCC dos Sistemas Elétricos Isolados**

#### **3.3.1 A Conta de Consumo de Combustíveis para os Sistemas Elétricos Isolados**

A Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973, determinou que os ônus e as vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para atender às necessidades de geração térmica fossem rateados por todas as empresas concessionárias, na proporção da energia vendida aos respectivos consumidores finais.

Pelo Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973, o Poder Executivo regulamentou o referido rateio instituído pela lei citada anteriormente, criando a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), inicialmente para os sistemas interligados.

Posteriormente, foi determinada a criação da CCC dos sistemas isolados, através das Portarias MINFRA nº 179, de 28 de agosto de 1991 e nº 328, de 23 de dezembro de 1991, tendo a Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, estendido a todos os concessionários de energia elétrica do país o rateio dos referidos ônus e vantagens nos sistemas isolados, sendo regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, e pelo Decreto nº 791, de 31 de março de 1993, que deram nova redação a alguns artigos do Decreto nº 73.102 e redefiniram os participantes de cada uma das subcontas que compõem a CCC.

Com esta regulamentação, foi introduzido o conceito de “energia hidráulica equivalente”, definido como a geração hidráulica que poderia substituir a totalidade da geração térmica caso os sistemas estivessem completamente interligados. O nível da tarifa que valoriza a energia hidráulica equivalente é definido pela ANEEL, sendo esta parcela de responsabilidade de cada uma das empresas proprietárias de unidades geradoras, ou seja, a CCC dos sistemas isolados só reembolsará as despesas com combustíveis que excederem os montantes correspondentes à respectiva energia hidráulica equivalente, excluídos quaisquer tributos estaduais e municipais incidentes sobre o valor base do combustível.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, conforme o § 3º, art. 11, estabeleceu o ano de 2013 como limite para a vigência dos benefícios da CCC-Isol. No entanto, tais benefícios foram recentemente prorrogados, quando a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou, dentre outras providências, a manutenção temporária da CCC dos sistemas isolados pelo prazo de 20 anos, a contar da publicação da Lei, ou seja, até o ano de 2022, além de introduzir a possibilidade de utilização dos recursos da CCC dos sistemas isolados em aproveitamentos

de pequenas centrais hidrelétricas e que utilizam fontes alternativas de energia, que venham a substituir a geração térmica que utilize derivados de petróleo, com redução no custo de geração.

Finalmente, a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, incorporou às despesas reembolsáveis da CCC dos sistemas isolados todos os encargos e tributos incidentes na aquisição de combustível. Ressalte-se que essa incorporação ocorreu de forma temporária e decrescente, de maneira que os encargos e tributos apenas foram suportados pela CCC nos percentuais já registrados na subseção 3.2.2., até o ano de 2008.

Contudo, em contrapartida a esse novo benefício alcançado pelas concessionárias dos sistemas isolados, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 746, de 25 de novembro de 2008, estabeleceu novo valor para a Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente, que passou de R\$ 63,14/MWh (sessenta e três reais e quatorze centavos por megawatt.hora), que vigorou durante o ano de 2008, para R\$ 73,37/MWh (setenta e três reais e trinta e sete centavos por megawatt.hora), com vigência a partir de 1º de janeiro de 2009, caracterizando um aumento anual de 16,2% (ANEEL, 2008).

Além dessa sistemática de compensação do custo de combustíveis, a CCC-Isol também oferece a sub-rogação em favor de titular de concessão ou autorização que venha a implantar empreendimento para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica nos sistemas elétricos isolados e que permita a substituição, total ou parcial, de geração termelétrica que utilize derivados de petróleo ou o atendimento a novas cargas, devido à expansão do mercado, reduzindo o dispêndio atual ou futuro da CCC-Isol, conforme Resolução nº. 784 da ANEEL, de 24 de dezembro de 2002. Essa sub-rogação poderá corresponder a um percentual de até 75% do valor do investimento, que será pago em parcelas mensais definidas pela ANEEL.

### **3.3.2 Plano de Operação dos Sistemas Elétricos Isolados**

O relatório denominado Plano de Operação dos Sistemas Isolados é o instrumento de planejamento anual da operação dos sistemas energéticos desconectados das malhas do sistema interligado brasileiro e sua elaboração é de responsabilidade do Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), sob gestão da Eletrobrás.

Tal documento tem como horizonte de planejamento o ano subsequente ao de sua elaboração e determina a geração térmica necessária ao atendimento de energia elétrica de todas as localidades que compõem os sistemas isolados, bem como o consumo de combustível associado a esta geração térmica.

Esse consumo é calculado em função de um fator denominado consumo específico, expresso como a relação da necessidade de combustível para cada unidade de geração, característico de cada máquina, mas limitado a valores máximos, que visam incentivar a busca de eficiência na geração, pelas empresas proprietárias das usinas térmicas.

São contempladas, neste estudo, todas as usinas térmicas que possuem capacidade instalada aprovada ou homologação de operação junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com previsão de geração no período estudado, inclusive as de propriedade de Produtores Independentes de Energia (PIE).

### **3.3.3 Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Elétricos Isolados**

Este documento, elaborado pela Eletrobrás, tem o objetivo de determinar o aporte financeiro necessário para cobertura das despesas com aquisição do combustível fóssil, a ser utilizado pelas usinas térmicas dos sistemas isolados, para geração de energia elétrica, que atenderá aos consumidores desses sistemas, conforme informado pelo plano de operação citado anteriormente.

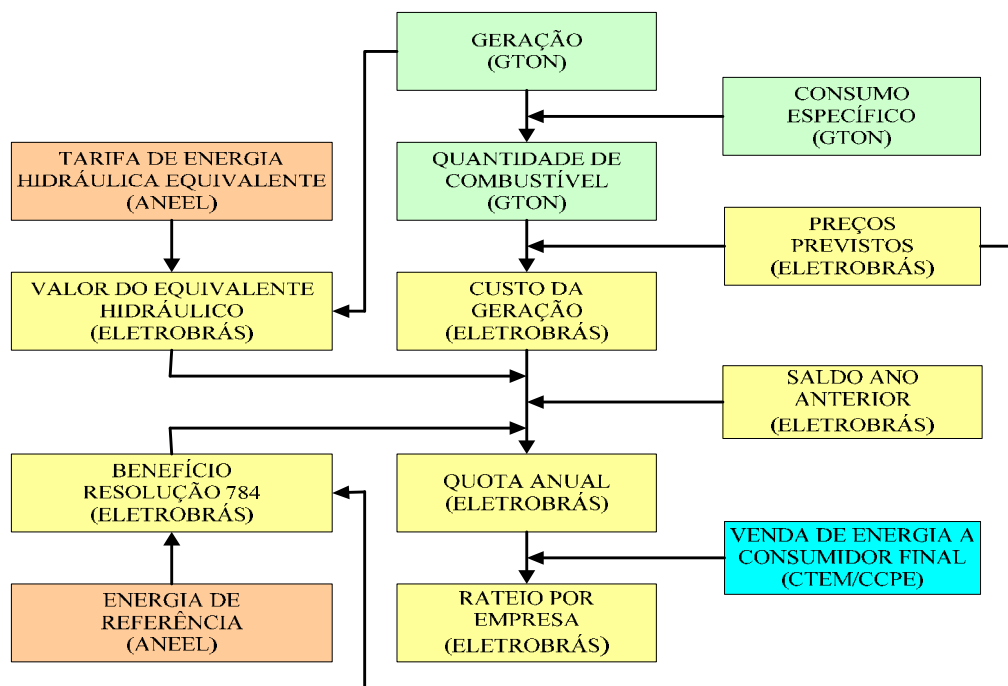
O Plano Anual de Combustíveis elaborado pelo GTON é publicado pela ANEEL em Resolução que especifica os montantes financeiros anuais que se constituirão em recolhimento de cada empresa contribuinte da CCC dos sistemas isolados, a fim de constituir o fundo que dará cobertura às despesas com compra de combustível pelas empresas proprietárias de usinas térmicas.

A partir das quantidades de consumo de combustíveis determinadas no Plano de Operação dos Sistemas Isolados, é calculado o custo da geração, com a aplicação dos preços previstos para cada localidade/empresa com geração térmica prevista. Deste total é abatido o valor da energia hidráulica equivalente, calculado a partir da geração térmica prevista no Plano de Operações dos Sistemas Isolados, multiplicado pela tarifa da energia hidráulica equivalente, em vigor, definida pela ANEEL.

Ao valor assim obtido é acrescida a valorização dos benefícios a serem pagos conforme previsto na Resolução nº 784 da ANEEL, de 24 de dezembro de 2002, na qual se estabelecem as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios da CCC aos projetos a serem estabelecidos nos sistemas isolados, em substituição à geração térmica que utilize derivados de petróleo, desde que tenham características de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou que utilizem fontes alternativas de energia. (eólica, solar ou biomassa).

Finalmente, deve ser acrescido ou abatido, dependendo da situação, o saldo remanescente da movimentação financeira da CCC do ano anterior, ou seja, acrescido caso o saldo tenha sido negativo e abatido caso o saldo tenha sido positivo.

Obtém-se, desta forma, o valor a ser rateado por todas as empresas que vendam diretamente energia elétrica a consumidores finais, sendo estabelecido que a participação da empresa na CCC dos sistemas isolados será a mesma de sua participação no mercado total brasileiro de energia elétrica, considerando-se os valores verificados referentes ao ano anterior ao da elaboração do Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados. Na Figura 3.3 é apresentado o diagrama operacional do Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados (GTON, 2003).



**Figura 3.3 – Diagrama operacional do plano anual de combustíveis dos sistemas isolados**  
 Fonte: Eletrobrás, 2008

### **3.3.4 Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados**

O relatório denominado Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados contempla, mensalmente, os ajustes da previsão anual, sendo determinadas as quantidades necessárias a serem consumidas de combustíveis para cada localidade das empresas dos sistemas isolados, e sua elaboração é de responsabilidade do GTON.

Os principais produtos resultantes da elaboração de cada Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados são as tabelas de geração térmica e autorização de compra de combustível, por empresa e por localidade, que consideram as peculiaridades decorrentes da logística de abastecimento de combustível e da manutenção de estoques.

Essas informações são passadas para a Petrobras Distribuidora, visando à determinação do limite de entrega de combustível, por localidade, que terão cobertura financeira da CCC dos sistemas isolados, uma vez que este fornecedor mantém um acordo operativo com a Eletrobrás, no sentido de melhor administrar essa conta, visto que o mesmo se constitui no maior fornecedor da região.

Entretanto, isto não impede que as empresas tenham seu fornecimento de combustível efetuado por outro fornecedor, resultando na cobertura pela CCC dos sistemas isolados através de reembolso de despesas efetuadas pelas empresas e não pelo acordo operativo.

### **3.3.5 Cotas Mensais da CCC dos Sistemas Elétricos Isolados**

Este cálculo, realizado pela Eletrobrás, tem o objetivo de determinar, mensalmente, a necessidade financeira para cobertura das despesas com a aquisição de combustíveis, conforme informado pelo Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados.

As cotas mensais da CCC dos Sistemas Isolados seguem a mesma metodologia de cálculo do valor anual, ou seja, sobre as quantidades de combustíveis é aplicado o seu preço, para a obtenção do custo da geração, ao qual é acrescida a parcela dos benefícios a serem pagos conforme previsto na Resolução ANEEL n° 784, de 24 de dezembro de 2002, do qual é abatido o valor da energia hidráulica equivalente, calculada a partir da geração térmica prevista no Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados.

O valor assim calculado é rateado na mesma proporção do valor anual, ou seja, com os mesmos percentuais do Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados, do respectivo

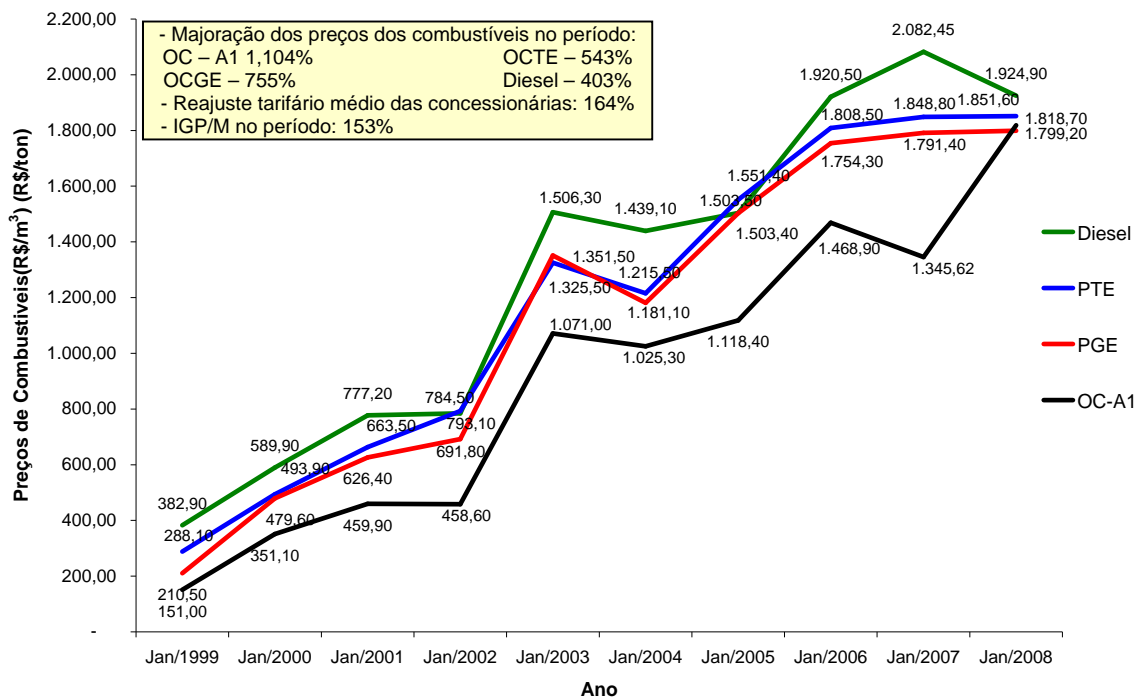


ano, passando a servir de base para a publicação de despacho pela ANEEL na qual são especificados os montantes financeiros mensais, que se constituirão em recolhimento de cada empresa contribuidora da CCC dos sistemas isolados, a cada dia 10 do mês subsequente ao mês de referência da cota.

Adicionalmente, em função do acordo operativo já citado, o valor da energia hidráulica equivalente, por empresa, é informado à Petrobras Distribuidora, para efeito de redução do valor a ser pago pela CCC dos sistemas isolados, uma vez que esta parcela do custo da geração é de responsabilidade da empresa proprietária da usina térmica.

Com base neste planejamento anual e nas previsões mensais, realizadas pela Eletrobrás, é feita a cobertura das despesas com a aquisição de combustíveis para as empresas dos sistemas isolados, por meio de sistemática específica. Esse mecanismo de compensação cobre a maior parte do custo do combustível utilizado na geração de energia elétrica dos sistemas isolados, ficando para os consumidores locais os custos referentes aos tributos incidentes e à “energia hidráulica equivalente”, que, em novembro de 2009, era de R\$ 73,37/MWh (ANEEL, 2008).

Porém, essa sistemática de compensação necessita ser aperfeiçoada, pois os constantes aumentos nos preços de combustíveis fósseis, indexados ao dólar americano, vêm sendo muito superiores aos aumentos médios concedidos nas tarifas de energia elétrica das concessionárias da região Norte, que no período de jan/1999 a jan/2008 foi em torno de 164%, enquanto que os combustíveis para geração de energia elétrica foram majorados com índice que variam de 403% a 1.104%, conforme pode ser observado na figura 3.4, causando grandes prejuízos financeiros e contribuindo sobremaneira para o déficit operacional dessas empresas (CEAM, 2000 – 2008; MESA, 2000 – 2008). O custo total do combustível para a operação das usinas termelétricas dos sistemas isolados, previsto para o ano 2009, é superior a R\$ 4,0 bilhões (US\$ 2.0 bilhões) (ELETROBRÁS, 2009b; BC,2009).



**Figura 3.4 – Elevação dos preços dos combustíveis no estado do Amazonas entre jan/1999 a jan/2008**  
 Fonte: Própria, 2008

### 3.4 O Programa Nacional de Universalização

Na tentativa de eliminar a exclusão elétrica no país, o Governo Federal iniciou no primeiro semestre de 2004 o desafio de levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008, através do Programa “Luz para Todos”, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e que conta com a participação da Eletrobrás e de suas empresas controladas. Desses brasileiros que vivem sem acesso a esse serviço público, mais de 10 milhões vivem no campo, em lugares distantes e em pequenos vilarejos. São aproximadamente 2 milhões de domicílios rurais não atendidos, correspondendo a 80% do total nacional da exclusão elétrica. Cerca de 90% dessas famílias possuem renda inferior a três salários mínimos e moram em localidades de baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH).

#### 3.4.1 Objetivos

O desafio da universalização do fornecimento de energia elétrica no Brasil é proporcional à preocupante realidade do alto nível de desigualdade social e regional do país, principalmente nas regiões menos desenvolvidas, como as do Norte e do Nordeste.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução nº 233, de 29 de abril de 2003, estabelece as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, regulamentado o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que versa também, sobre a universalização do serviço de energia elétrica, e fixa as responsabilidades das concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica. De acordo com essa resolução, o plano de universalização deve ser alcançado para determinado município ou conjunto de municípios, em função do índice de atendimento estimado com base nos dados do censo do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) 2000, até o ano de 2015.

Contudo, o desejo do Governo Federal, através do Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, que instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – Luz para Todos, era de antecipar o programa em sete anos, ou seja, de 2015 para o ano de 2008, seguindo metas estabelecidas em um cronograma de atendimento. O programa foi iniciado em todos os Estados brasileiros até o final de 2004, com a instalação de Comitês Gestores Estaduais (CGE's) e o início de projetos pioneiros.

Dessa forma, o objetivo do governo era, e continua sendo, utilizar a energia elétrica como um vetor de desenvolvimento social e econômico destes consumidores excluídos, contribuindo para a redução da pobreza e o aumento da renda familiar, considerando que a chegada da energia elétrica facilitará a integração dos programas sociais dos governos federal, estaduais e municipais, além do acesso aos serviços de saúde, educação, abastecimento de água e saneamento. São priorizados projetos de eletrificação rural que enfoquem o uso produtivo da energia elétrica e que fomentem o desenvolvimento local integrado. Para os beneficiados pelo programa, a instalação é gratuita e as tarifas são reduzidas para os consumidores residenciais de baixa renda com ligação monofásica e consumo mensal inferior a 220 kWh/mês, conforme previsto na legislação vigente.

No entanto, do ponto de vista conceitual é equivocada a utilização do consumo mensal de energia elétrica como indicador de baixa renda. Domicílios com menos de 80 kWh/mês podem não ser ocupados por famílias de baixa renda como, por exemplo, apartamentos de solteiros ou casas de fim de semana, ambos de pessoas de renda média. Em contrapartida, famílias pobres numerosas podem ter consumo superior ao limite estabelecido. (LEITE, A. D., 2007).

### 3.4.2 Metas

O investimento do programa estava inicialmente previsto em R\$ 7,5 bilhões para o período de cinco anos (2004 – 2008), e está sendo executado em parceria com as concessionárias distribuidoras de energia e os governos estaduais. Contudo, para atendimento à meta inicial do programa, o valor do investimento atualizado, no ano de 2009, é da ordem de R\$ 12,7 bilhões, sendo R\$ 9,1 bilhões a contribuição do Governo Federal, e o restante é de responsabilidade dos governos estaduais e das empresas de energia elétrica. Os recursos federais são oriundos dos seguintes fundos setoriais de energia: a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Global de Reversão (RGR). Estima-se que a execução do programa tem possibilitado a criação de mais de 300 mil novos postos de trabalhos, diretos e indiretos, e o aumento de produção da indústria de equipamentos e serviços, com prioridade para a utilização de mão de obra local e aquisição de materiais e equipamentos nacionais, fabricados em regiões próximas às áreas que serão atendidas.

A gestão do Programa Luz para Todos tem a participação de todos os órgãos interessados - governo federal, governos estaduais, distribuidoras de energia, ministérios, agentes do setor e comunidades, contando com a seguinte estrutura: Conselho Nacional de Universalização, Comitê Gestor Nacional de Universalização, Comitês Gestores Estaduais e Agentes Comunitários. As metas anuais previstas inicialmente no Programa estão indicadas na Tabela 3.2. Contudo, devido ao surgimento de novas demandas durante a sua execução, o programa foi prorrogado para ser concluído no ano de 2010.

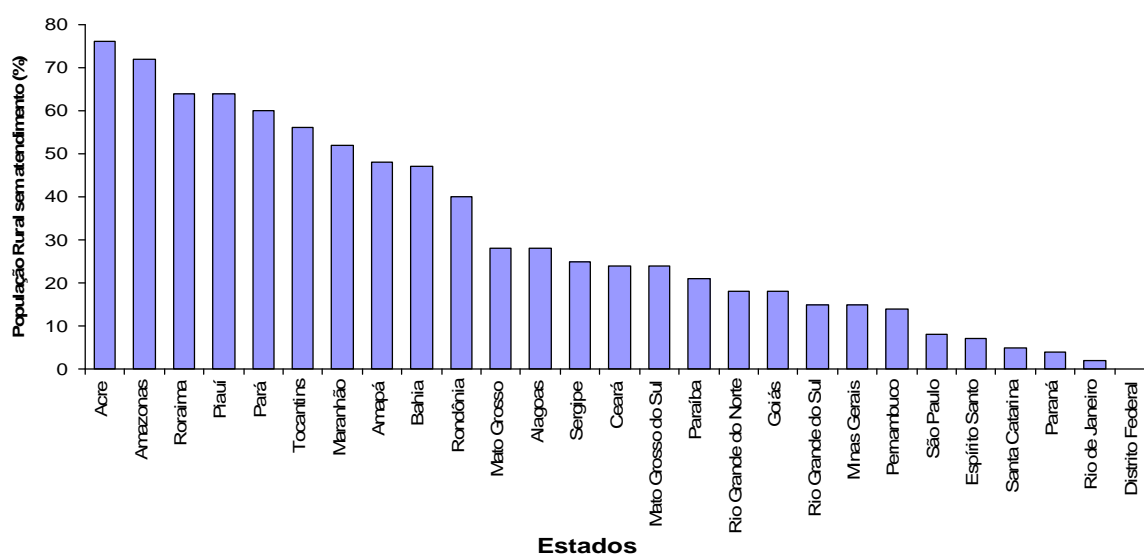
**Tabela 3.2 – Metas anuais de atendimento do Programa Luz para Todos**

<i>Ano</i>	<i>Novos atendimentos</i>	<i>% de domicílios</i>
2004	400.000	20
2005	500.000	25
2006	500.000	25
2007	300.000	15
2008	300.000	15
<b><i>Total</i></b>	<b><i>2.000.000</i></b>	<b><i>100</i></b>

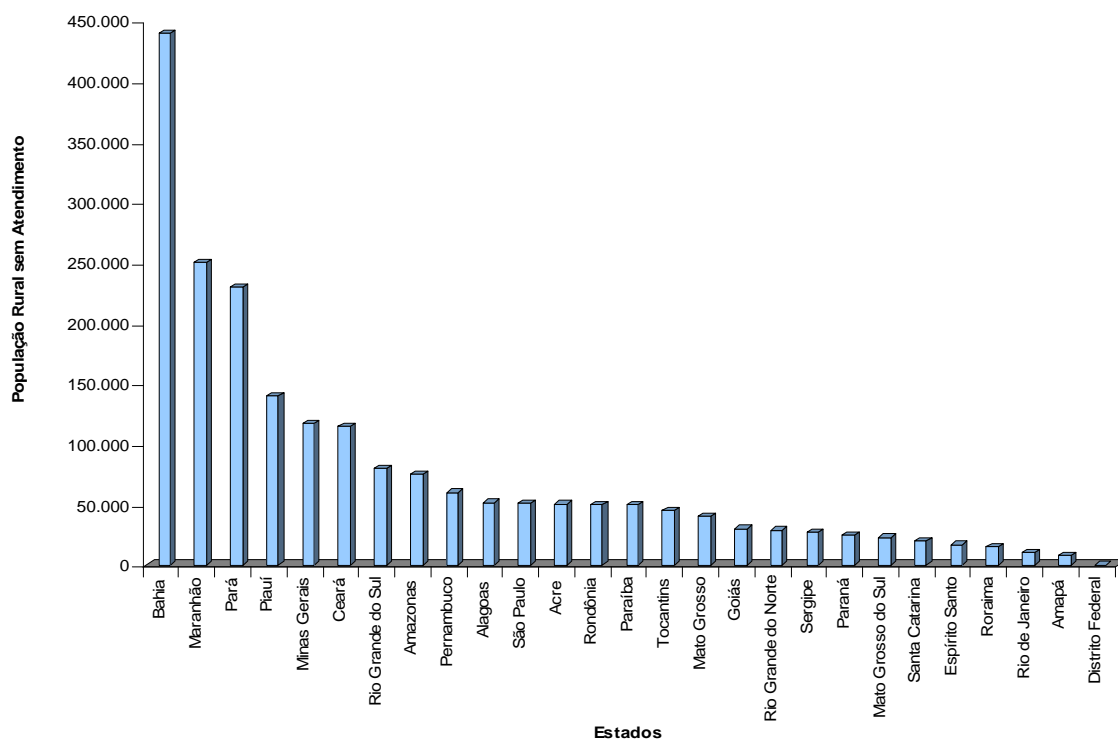
Fonte: MME, 2008

No contexto da Região Amazônica, pode-se observar, através das Figuras 3.5, 3.6 e 3.7, que os Estados da região Norte destacavam-se no panorama da exclusão elétrica no país

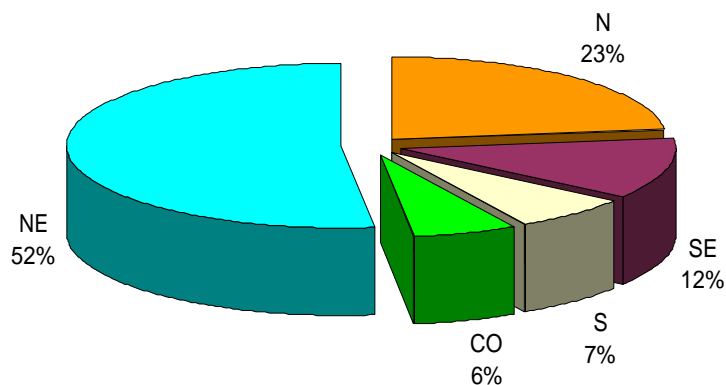
quanto ao seu nível de não atendimento no meio rural. Não obstante ao Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), que foi instituído em 27 de dezembro de 1994, por Decreto Presidencial, coordenado pelo MME, sendo um programa nacional na área energética que visa levar energia elétrica às comunidades rurais desassistidas, utilizando recursos naturais, renováveis, não poluentes disponíveis nas próprias localidades. Dentre as vantagens dessa iniciativa devem ser destacados o desenvolvimento social e econômico de áreas rurais, com impactos diretos no nível de emprego e a consequente redução dos ciclos migratórios em direção aos centros urbanos.



**Figura 3.5 – Índices de exclusão elétrica no meio rural por Estado**  
 Fonte: MME, 2008



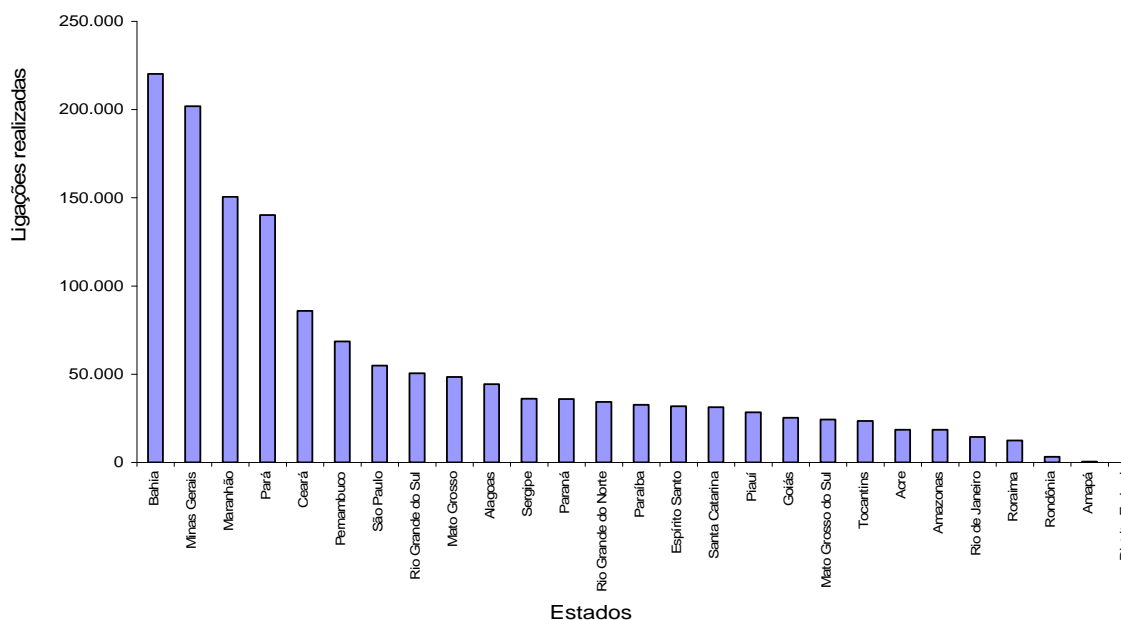
**Figura 3.6 - Números absolutos de exclusão elétrica no meio rural por Estado**  
 Fonte: MME, 2008



**Figura 3.7 – Distribuição por região dos domicílios não atendidos por energia elétrica no meio rural**  
 Fonte: MME, 2008

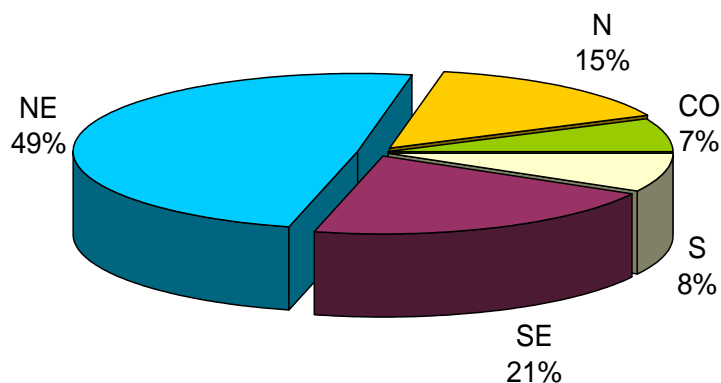
A evolução do Programa Luz para Todos, no período de 2004 a 2007, apresentou a realização de mais de 1.600.000 ligações em todas as regiões, beneficiando aproximadamente 10 milhões de pessoas em todo o país, notadamente nas regiões Nordeste e Sudeste do país,

como se pode verificar nas figuras 3.8 e 3.9, nas quais os estados da Bahia e Minas Gerais se destacam com a realização de mais de 200.000 ligações cada Estado (MME, 2008).



**Figura 3.8– Números de ligações realizadas por Estado no período de 2004 a 2007**

Fonte: MME, 2008



**Figura 3.9– Distribuição por região do atendimento por energia elétrica no meio rural no período de 2004 a 2007**

Fonte: MME, 2008

O Programa “Luz para Todos” contempla o atendimento das demandas no meio rural através de três alternativas: extensão de rede, sistemas de geração descentralizados com redes isoladas, ou sistemas individuais. A estratégia de atendimento devido à facilidade de execução foi iniciada pela extensão de redes e, posteriormente, as demais alternativas estão sendo

implementadas. Devido ao surgimento de novas demandas durante a sua execução, o Programa Luz para Todos foi programado para ser concluído no ano de 2010.

Devido às peculiaridades da região Norte, principalmente àquelas associadas à sua geografia econômica, dimensões territoriais continentais e dificuldades de acesso a uma população rural em sua maioria pobre e dispersa, a execução do programa tem requerido um esforço enorme de todos os setores envolvidos, no sentido de que as dificuldades específicas dessa região sejam superadas e as metas propostas do programa sejam alcançadas. É importante também a implantação de programas sociais nas comunidades que serão atendidas pelo programa de universalização, visando utilizar a energia elétrica para promover algumas atividades econômicas, possibilitar a geração de trabalho e renda e não comprometer a continuidade do atendimento do serviço de energia elétrica a esses consumidores.

Assim, com todas essas peculiaridades associadas aos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia, faz-se necessário a definição de um modelo institucional no setor elétrico que envolva os diversos agentes interessados no âmbito dos Governos Federal, Estaduais e Municipais para discutir as problemáticas e propor arranjos setoriais para esses sistemas, a exemplo do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico para o Sistema Interligado Nacional. Para tal, no capítulo a seguir é apresentado um conjunto de diretrizes que possam contribuir para a elaboração de propostas relativas a essa temática, bem como uma abordagem do Modelo Atual do Setor Elétrico Brasileiro.



## **CAPÍTULO 4**

### **POLÍTICA ENERGÉTICA, PLANEJAMENTO E REGULAÇÃO PARA OS SISTEMAS ISOLADOS**

O atendimento às necessidades energéticas das localidades isoladas situadas na região Norte, em particular, a cidade de Manaus, capital do estado do Amazonas, foco principal desse trabalho, defronta-se com uma situação crítica, que contrapõe uma estrutura de suprimento de energia elétrica com custos muito superiores aos encontrados nos sistemas interligados a comunidades de consumidores com padrões de renda em geral bem inferiores em relação à média nacional, em muitos casos voltados a atividades extrativas de pequena escala e a uma agricultura de subsistência, vivendo em localidades que são, usualmente, de difícil acesso.

Logo, as características intrínsecas dos sistemas isolados são a predominância de baixas densidades de carga e a dispersão populacional. As economias regionais atendidas pelos sistemas isolados atravessam frequentemente situações de profunda estagnação econômica, associadas fortemente à falta de agregação de valor aos produtos regionais. Este baixo desempenho econômico, aliado às características de isolamento geográfico, bem como à falta de adoção de um planejamento energético específico e sustentável, integrado a programas de desenvolvimento regional são, sem dúvida, as maiores barreiras que comprometem a viabilidade de um bom atendimento energético a estas localidades.

#### **4.1 Política Energética**

Considerando a amplitude do tema, não existe a pretensão de tratá-lo em toda sua dimensão. Assim sendo, a discussão a ser apresentada se restringirá à necessidade da manutenção dos subsídios da CCC-Isol e à questão tributária, elementos de extrema importância para o contexto dos Sistemas Elétricos Isolados.

##### **4.1.1 A Necessidade de Subsídios**

De forma a viabilizar tanto a permanência das comunidades atendidas pelos sistemas isolados, algumas delas situadas em regiões de fronteira, como a ocupação autossustentada do espaço amazônico, há a necessidade de subsídios explícitos que gerem condições mínimas de

sobrevivência e de integração na sociedade brasileira. Mais especificamente, o fornecimento de eletricidade em muitas localidades só se torna viável se apoiado por fontes externas de recursos, o que deve ser feito de forma clara e transparente. Nesse sentido, a promulgação da Lei 10.438/02 foi de extrema importância, sobretudo no que concerne à universalização do atendimento, manutenção da CCC-Isol até 2022, extensão da Reserva Geral de Reversão - RGR até 2010, assim como a criação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que deverá se estender até 2027.

Atualmente o atendimento é feito de uma forma subsidiada, mas sem transparência; em parte, através de subsídios gerais à geração termelétrica e, em parte, de maneira implícita, através de prejuízos absorvidos pelas empresas geradoras e distribuidoras que atuam na região.

Embora a eletricidade não possa ser incluída na relação dos bens públicos, no sentido estrito (*stricto sensu*), como tipicamente a segurança pública, entende-se que, nessas localidades, possa ser considerada como um bem público, no sentido amplo do conceito (*lato sensu*), cujo consumo não seja apenas do interesse direto de seus consumidores locais, mas também de interesse da sociedade como um todo, justificando, inclusive, a introdução de fontes públicas de recursos.

Evidentemente, uma solução seria o atendimento direto pelo Estado e, desse modo, os prejuízos seriam cobertos automaticamente pelo orçamento público. Sem que se possa descartar essa alternativa, contra ela pesam os riscos inerentes às atividades gerenciais do Estado e o risco moral a ela associado, que tem levado a uma transferência progressiva das atividades produtivas estatais para o setor privado.

Através de um sistema de subsídios explícitos, pode-se separar a questão do objetivo social mais amplo do Estado, do objetivo empresarial específico de lucratividade. Delimitado o quadro de direitos e deveres e viabilizada sua execução por mecanismos financeiros, resta ao gestor da empresa buscar operar da maneira mais eficiente possível, balizado pelas metas estabelecidas para ele no quadro institucional.

Admitindo-se como solução o subsídio explícito, de tal modo que o serviço possa ser prestado por organizações empresariais, ainda que estatais, resta estabelecer sua fonte. Por razões de praticidade, entende-se que ela possa ser definida a partir de alíquotas tarifárias

aplicadas em todo o país, assumindo que os consumidores representam aproximadamente o universo global dos contribuintes e que sua contribuição possa ser equitativamente estabelecida em função de seu consumo de eletricidade. Os valores necessários são de pequena monta se diluídos por todo o mercado, não trazendo impactos econômicos significativos, como é o caso da CCC-Isol.

A solução apresentada é compatível com a estrutura de subsídios implícitos, inevitável na tarifação da eletricidade, em que tarifas iguais são praticadas para cada distribuidora, dentro de cada classe de consumidores. É evidente que os custos da estrutura de suprimento não são uniformes, dentro de cada área de concessão, e que a existência de subsídios cruzados é aceita como inevitável, sem qualquer discussão nesse tipo de indústria. A proposta aqui formulada apenas expande os espaços geográficos desses subsídios.

Vale destacar que, mesmo dentro das regiões em exame, os custos se diferenciam por sub-região. A solução de manter os subsídios cruzados internos à região pode ser, e é parcialmente utilizada, sendo as receitas geradas nos núcleos populacionais maiores, isto é, nas capitais, usadas para cobrir parte dos custos dos lugares menores. Estas receitas, porém, são insuficientes, uma vez que, mesmo o suprimento nas localidades maiores, em geral, depende da geração através de usinas termelétricas de custo elevado.

É importante discutir nesse momento os problemas que normalmente acompanham a instauração de qualquer subsídio, quais sejam os estímulos gerados à ineficiência, tanto ao consumo exagerado por parte dos consumidores, como à ineficiência produtiva das empresas do setor.

O primeiro destes problemas pode ser razoavelmente controlado pela fixação de tarifas para a eletricidade nas localidades subsidiadas, próximas das tarifas nacionais, de modo a não se criar condições artificiais para a sua utilização e para a atração de grandes consumidores. Já a solução para o segundo problema dependerá de uma permanente e difícil ação do agente regulador, a quem caberá examinar constantemente o nível desses subsídios e seu ajuste no tempo, de modo a estabelecer pressões regulatórias no sentido de buscar maiores eficiências. Esse, todavia, é um desafio permanente enfrentado pela regulação, de uma forma geral, no tratamento de monopólios naturais.

Na legislação vigente, o principal mecanismo de subsídio explícito ao atendimento elétrico às localidades isoladas, supridas por geração termelétrica, é o da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC-Isol), que visa compensar geradores térmicos nos sistemas isolados em que a opção hidrelétrica competitiva ainda não seja viável, reduzindo os preços a serem pagos pelos consumidores locais e, de certo modo, redistribuindo as vantagens do potencial hidrelétrico brasileiro por todo o território nacional.

Conforme discutido no capítulo 3, esta conta tem seus recursos formados por pagamentos realizados por todos os consumidores do país, proporcionalmente à sua participação no mercado. Os valores desta conta são anualmente revistos e fazem parte dos custos a serem remunerados pelas tarifas reguladas.

No caso dos sistemas isolados, a CCC-Isol reembolsa os geradores locais de uma parcela de seus custos com combustíveis fósseis no que estes excederem o chamado “equivalente hidráulico”. Para evitar estímulos a uma geração ineficiente, este reembolso é ainda limitado ao que seria auferido por um gerador com um consumo específico máximo definido pelo GTON, que depende da faixa de potência para grupo motor-gerador e do tipo de planta térmica para as turbinas. Como grande parte do parque instalado não atende a esse limite de eficiência e como outros custos relevantes de operação e de manutenção não são cobertos, a CCC-Isol costuma ser insuficiente para efetivamente equalizar os custos de geração das localidades isoladas com os custos da geração hidrelétrica.

Embora o apoio dado pela CCC-Isol seja fundamental para a redução dos custos de geração dos sistemas isolados, ele ainda é insuficiente para levar os custos da energia gerada nesses sistemas para os mesmos níveis do sistema integrado, devido às peculiaridades locais, entre elas: a falta de escala, as dificuldades de acesso e os custos de distribuição e comercialização, agravados pelas condições socioeconômicas vigentes. Na Tabela 4.1 está apresentado o resultado operacional das empresas concessionárias de distribuição da região Norte, referente ao ano de 2007, em milhões de reais (ELETROBRÁS, 2008).

**Tabela 4.1 – Resultado operacional das empresas da região Norte em 2007**

<i>EMPRESA</i>	<i>BOVESA</i>	<i>CEAM</i>	<i>CERON</i>	<i>ELETRO- ACRE</i>	<i>MESA</i>
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	108.654	126.723	448.387	152.547	812.406
Despesa Operacional (R\$ mil)	(127.099)	(490.700)	(448.662)	(137.973)	(1.293.406)
Resultado Operacional (R\$ mil)	(18.445)	(363.977)	(275)	(14.574)	(481.000)
Indicador Razão Operacional	1,17	3,87	1,01	0,91	1,59

Fonte: Eletrobrás, 2008

Assim, necessita-se que sejam implementados, dentro do processo de reformulação institucional do setor elétrico, novos mecanismos de subsídios, construídos a partir de uma visão mais completa, com foco no custo global do atendimento, vis-à-vis a enorme carência da maioria das localidades isoladas.

Uma proposta seria a criação de um fundo específico para subsidiar a operação e expansão desses sistemas, alimentado por contribuições de todos os consumidores de energia elétrica no país, que deveria contemplar aplicações nas atividades de geração, transmissão e distribuição, controlado rigorosamente em cada uma de suas atividades pela ANEEL, com apoio técnico da Eletrobrás.

Estima-se que os atuais desequilíbrios econômico-financeiros das empresas concessionárias de energia elétrica da região poderiam ser revertidos com um recurso adicional da ordem de 10% do montante da CCC-Isol, o que iria demandar uma arrecadação adicional, em cada fatura de eletricidade, da ordem de 0,5% no contexto do universo global dos contribuintes. No entanto, caso a alternativa à fonte de subsídios seja outra, como exemplo, a adoção de dotações diretas do Tesouro Nacional, a questão de sua necessidade não se modifica.

#### **4.1.2 A Questão Tributária**

Ainda afetando os custos ao consumidor e requerendo um estudo cuidadoso estão os efeitos dos impostos e taxas, particularmente o do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), não apenas sobre a eletricidade produzida, mas também sobre seus

insumos energéticos. Estes impostos são fontes significativas de recursos estaduais, mas um delicado balanceamento de seus efeitos deve ser também discutido ao se estruturar subsídios ao sistema elétrico local, tendo em vista reajustes adequados de suas alíquotas.

Entende-se que algum nível de renúncia fiscal pelos governos estaduais, principalmente de parcelas do ICMS cobradas em cascata, sem possibilidade de recuperação, seja necessário, como contribuição local para a solução do problema e evitando que, com novos subsídios, se esteja também introduzindo mecanismos de transferência de rendas dos consumidores, em geral, aos governos estaduais.

Uma alternativa legal que poderia ser estudada pelos poderes executivos estaduais da região seria o deferimento de toda a cadeia produtiva do processo de energia elétrica, de maneira que o ICMS incidisse apenas na operação final, ou seja, na venda da energia das distribuidoras aos seus consumidores, como já ocorre em outros Estados que são atendidos pelo Sistema Interligado Nacional.

## **4.2 Planejamento dos Sistemas Elétricos Isolados**

A não inserção dos Sistemas Elétricos Isolados no atual modelo para o setor elétrico demonstra a complexidade do tema. Dessa forma, as sugestões a serem apresentadas se limitam àquelas associadas às perspectivas de mudança na configuração do sistema, na filosofia e no processo de planejamento para os Sistemas Elétricos Isolados.

### **4.2.1 A Necessidade de um Planejamento Energético Integrado**

A atual sistemática de planejamento adotada no setor elétrico para os sistemas isolados, notadamente na Amazônia, não consegue responder às reais necessidades energéticas regionais, em função de falhas estruturais no planejamento, pois o mesmo não prevê uma integração com os planejamentos de âmbito nacional, estaduais e municipais. Referente a esta questão, é necessário observar que, historicamente, todos os planos estruturais e conjunturais do setor elétrico sempre foram feitos pelo próprio setor elétrico, com pouca integração com o planejamento nacional, o que tem contribuído, fortemente, para a atual grave situação dos sistemas isolados.

Assim, a expansão do suprimento de energia elétrica não pode mais ser planejada visando apenas às próximas eleições, ou para satisfazer vaidades ou ambições políticas,

devendo, isto sim, ser direcionada para as necessidades das próximas gerações, em um contexto de um planejamento energético fomentando o desenvolvimento econômico e social. As questões de suprimento de energia passam pela necessidade do país estabelecer um Plano Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social que não contemple apenas os anos de um mandato, como os Planos Plurianuais de Atividades (PPAs) do Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG), mas períodos mais longos, que permitam ao Ministério de Minas e Energia planejar a expansão do setor energético com base em variáveis mais sólidas e em um ambiente de forte interação com esse ministério, o Ministério da Fazenda, o Ministério da Indústria, Desenvolvimento e Comércio, o Ministério do Desenvolvimento Regional, o Ministério dos Transportes, o Ministério da Agricultura, e os governos estaduais e municipais, em conformidade com um desenvolvimento econômico e ambiental sustentável.

Neste contexto, um processo de Planejamento Integrado de Recursos (PIR) que permita a interação dos diversos agentes envolvidos, a busca permanente da otimização dos recursos disponíveis, a difusão de fontes renováveis e a conservação de energia, seria particularmente muito importante para os Sistemas Elétricos Isolados (SOUZA, 2000).

#### **4.2.2 Proposta de um Processo de Planejamento e Monitoramento para os Sistemas Elétricos Isolados Aderente ao Modelo Atual do Setor Elétrico Brasileiro**

Uma nova abordagem para o planejamento energético dos sistemas isolados deve ser aderente ao modelo atual institucional do setor elétrico brasileiro e às suas novas instituições, como:

- a Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- o Operador dos Sistemas Isolados (OSI) (um novo agente, que poderá ser instituído); e
- o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

A EPE teria a responsabilidade de elaborar os planos setoriais e, em particular, o planejamento da expansão dos sistemas elétricos isolados para horizontes superiores a 10 anos. Esse planejamento seria consolidado em dois planos, devendo ambos serem submetidos a processos públicos de contestação:

- o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), cobrindo um horizonte não inferior a 20 anos;
- o Plano Decenal de Expansão (PDE), cobrindo um horizonte não inferior a 10 anos, que teria caráter determinativo.

O caráter determinativo do PDE, assumido somente após a realização do processo de contestação pública, se refere: (i) ao plano de expansão das redes de transmissão dos sistemas isolados; (ii) ao aumento da oferta de energia elétrica; e (iii) à licitação de projetos de geração estruturantes. Estes últimos são projetos que definem uma estratégia de expansão otimizada do sistema de geração e transmissão e aqueles considerados essenciais para a implementação da política energética nacional, ou para o desenvolvimento regional, desde que aprovados pelo CNPE, devendo ser submetidos individualmente a processos licitatórios.

Caberia ao OSI a responsabilidade pela elaboração de um Plano de Operação e Expansão a Curto Prazo (POECP), cobrindo um horizonte de 5 anos, devidamente ajustado ao PDE da EPE, bem como coordenar a operação dos sistemas elétricos isolados, sucedendo o Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON).

O POECP conterá o plano da expansão dos sistemas isolados, com base no PDE, para os próximos cinco anos, envolvendo o ordenamento temporal dos projetos de geração (hidrelétrica, termelétrica, fontes alternativas e importação de energia) e de transmissão, considerando eventuais blocos de co-geração e ofertas de conservação de energia. Esse ordenamento deverá ser capaz de atender à demanda projetada dentro de um critério de garantia pré-definido, ao mínimo custo global, respeitados os condicionantes da legislação ambiental.

O OSI indicaria, a partir da consolidação dos mercados previstos pelas concessionárias distribuidoras, a necessidade de contratos adicionais de suprimento, caso a demanda projetada pelo OSI se mostrasse superior às previsões de carga contratada pelas concessionárias. O OSI também especificaria a reserva de segurança necessária para a operação de cada sistema isolado.

O monitoramento dos sistemas isolados tem como objetivo possibilitar o encaminhamento tempestivo de ações corretivas necessárias para eliminar ou minimizar eventuais comprometimentos das condições de atendimento. Tais comprometimentos podem



admir de desvios do planejamento, que, por seu turno, podem ocorrer tanto pelo lado da oferta como pelo lado da demanda.

Seguem alguns exemplos de desvios pelo lado da oferta: o não cumprimento do cronograma das obras de empreendimentos que cause atrasos ou antecipações indesejáveis da data de entrada em serviço da geração ou da transmissão; a indisponibilidade de equipamentos além do período admitido nos procedimentos de operação dos sistemas isolados; e o surgimento de uma oferta de energia em uma condição de preço favorável com prazo e quantidade compatíveis que possam justificar a sua consideração como alternativa de incremento de oferta.

São exemplos de desvios pelo lado da demanda: alterações na conjuntura econômica que repercutam na evolução do consumo; resposta dos consumidores a alterações nos preços da energia elétrica, decorrentes de reajustes previstos nos contratos de concessão; deslocamento do consumo de energia elétrica por outros energéticos; impactos de eventuais políticas públicas (distribuição de renda, eficiência energética, etc.) na demanda de energia elétrica; e modificações nas políticas operacionais que afetem os níveis de perda no sistema.

O monitoramento demandará, portanto, o acompanhamento da evolução do cronograma físico dos empreendimentos, da conjuntura econômica e da evolução do consumo e da operação dos sistemas isolados. Será uma atividade de caráter permanente, cobrindo um horizonte de 5 anos e envolvendo, em função de suas atribuições, a EPE, a ANEEL e o OSI, no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), sob a coordenação do MME. Este comitê conterà uma unidade dedicada aos Sistemas Isolados (CMSE-Isol), que deverá atribuir responsabilidades às instituições que a compõem. Tais responsabilidades deverão ser detalhadas nos procedimentos de monitoramento, os quais deverão ser homologados pela ANEEL.

Resumindo, o processo do planejamento dos sistemas isolados deverá compreender as seguintes etapas:

- planejamento de longo prazo, cobrindo um horizonte não inferior a 20 anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, em que se define o PELP, que estabelece as estratégias de expansão de longo prazo para o setor, não só em termos da necessidade de novas fontes de geração e transmissão, mas também em termos de necessidade de novos desenvolvimentos tecnológicos;

- planejamento de médio prazo, cobrindo um horizonte não inferior a 10 anos, observando um ciclo de atividades anuais, em que se define o PDE, utilizando uma metodologia que contemple o planejamento sob incertezas;
- planejamento de curto prazo, contemplando estudos da expansão e da operação no horizonte de 5 anos, observando um ciclo de atividades mensais nos 2 primeiros anos; e
- monitoramento das condições de atendimento eletro-energético, cobrindo um horizonte de 5 anos, observando um ciclo permanente de atividades, em que as providências para os ajustes eventualmente necessários no programa de expansão são definidas.

A execução das duas primeiras fases do planejamento dos sistemas isolados seria centralizada na EPE, sob coordenação do MME. O planejamento no horizonte de 5 anos à frente seria elaborado pelo OSI. A etapa de monitoramento seria de responsabilidade direta do MME, por meio do CMSE.

O processo de planejamento incluirá em suas atividades, além da elaboração dos planos de expansão e do monitoramento do programa de expansão, os estudos necessários à implantação de empreendimentos energéticos, desde a fase de inventário de recursos energéticos até o nível de projeto básico dos empreendimentos de geração, incluindo a viabilidade técnica, energética, econômica e ambiental. Para conferir transparência ao processo de planejamento, deverão ser tornados públicos: (i) os critérios e procedimentos básicos aplicados no planejamento; (ii) os documentos concernentes aos estudos de viabilidade técnica, energética, econômica e ambiental dos procedimentos; (iii) todos os modelos computacionais utilizados no planejamento; e (iv) todas as informações utilizadas no planejamento.

Os estudos a serem desenvolvidos pela EPE e pelo OSI observarão os procedimentos de planejamento dos sistemas isolados, elaborados por estes dois órgãos, que serão submetidos à audiência pública para posterior homologação pela ANEEL. Caberá a essa agência a fiscalização e a regulação dessas atividades da EPE e do OSI.

### **4.3 Regulação dos Sistemas Elétricos Isolados**

Longe da pretensão de esgotar a discussão acerca dos instrumentos regulatórios necessários para os Sistemas Elétricos Isolados, nesse momento, discute-se a importância da presença do agente regulador e apresentam-se sugestões relativas à regulação no tocante à tarifação e à busca de eficiência desses sistemas.

#### **4.3.1 A Importância e o Papel dos Agentes Reguladores**

As agências reguladoras constituem a principal novidade da máquina pública brasileira da última década. No entanto, sua concepção ideal ainda não foi obtida. De acordo com a Associação Brasileira de Agências de Regulação (ABAR), observa-se como o fenômeno ganhou importância, pois foram criadas, até o momento, 7 agências federais, 29 agências estaduais e municipais (ABAR, 2009).

A concepção ideal de uma agência reguladora deve ter como fator imprescindível a condição de ser independente, exigindo uma mudança da cultura de centralização administrativa que prevalece no país desde os tempos do Império.

A independência permite isolar as instâncias de decisão técnica das pressões políticas de toda ordem. Suavizam-se, dessa forma, mudanças súbitas na regulação dos mercados ao sabor das conjunturas político-eleitorais.

As agências reguladoras foram estabelecidas como consequência da desestatização parcial da infraestrutura brasileira, fato que tornou necessária a organização de um sistema de regulamentação e fiscalização dos setores agora sob gestão também da iniciativa privada.

Os princípios básicos das agências reguladoras são:

- o poder de fiscalizar e sancionar dentro dos termos legais;
- uma definição clara das suas formas de gestão e controle;
- sua autonomia administrativa e financeira;
- sua competência para publicar novas normas e fiscalizar o seu cumprimento; e
- sua tarefa de assegurar a adequada remuneração do concessionário e a satisfação dos usuários.

Um ponto de destaque da atuação das agências reguladoras é a tarefa de assegurar o equilíbrio dos contratos de serviços, mediando interesses e estabelecendo uma moderna política de solução de conflitos, que está se tornando um marco na evolução das instituições no país. Destaque-se também a busca pela máxima transparência, através da realização de audiências públicas sempre que se trata de assuntos que envolvem interesses econômicos, além da sistemática de prestação de contas à sociedade com relatórios periódicos, sendo isto essencial para o controle democrático dessas instituições.

É necessário, na mesma direção do controle social sobre as agências, definir com precisão os limites de sua competência, autonomia financeira e gerencial, sem os quais não há independência institucional, bem como assegurar um perfil de excelência técnica dos quadros reguladores.

Conforme BAJAY (2000), a regulação técnico-econômica é o ultimo elo da cadeia - políticas energéticas/planejamento/regulação - da intervenção governamental no setor energético. A ela cabe utilizar os instrumentos regulatórios, do tipo comando e controle, ou incentivos financeiros que a legislação coloca a seu dispor, para induzir os agentes setoriais a cumprir as metas do planejamento. Ainda segundo BAJAY, uma das atribuições da ANEEL é a de zelar pela continuidade do serviço de energia elétrica, o que implica utilizar os instrumentos regulatórios ao seu alcance para tentar diminuir os riscos envolvidos na prestação desse serviço; ele salienta também que outro atributo da Agência é o de zelar pela modicidade das tarifas de energia elétrica.

A regulação dos serviços de eletricidade estabelece que as concessionárias distribuidoras devem fornecer eletricidade a seus usuários de maneira contínua e ininterrupta, salvo situações adversas a seu controle. Essas interrupções, no entanto, devem ser controladas e minimizadas. As distribuidoras são obrigadas a prestar esses serviços em sua área de concessão a quem lhes solicitar, desde que o usuário pertença a esta área de concessão, ou bem se conecte às instalações da empresa concessionária mediante linhas próprias ou de terceiros.

Um bom marco regulador deve ser sustentado em três princípios fundamentais. O primeiro deles é o princípio da igualdade diante da lei, que garante que os consumidores não devem ser discriminados por motivo de condições econômicas ou de outra natureza. O segundo é o princípio da eficiência econômica, mediante a qual se deve procurar a

combinação ótima de aporte dos recursos para alcançar o maior bem-estar dos consumidores. Finalmente, há o princípio da transparência do mercado, como uma condição de utilização eficiente de recursos em uma economia de mercado. Este último princípio implica a garantia do direito do consumidor ser informado sobre as características e os padrões de eficiência da energia elétrica consumida.

Na atualidade, a questão da qualidade da energia elétrica assume um papel de alta relevância. A deterioração da qualidade pode provocar ineficiências técnicas e econômicas com significativas perdas tanto para os consumidores, quanto para as empresas concessionárias. A qualidade da energia elétrica pode ser definida, por exemplo, a relativa às variações de tensão provocadas pelo sistema elétrico, particularmente pelas flutuações de tensão, surtos de manobras e de descargas atmosféricas, e distorções harmônicas.

Compete ao órgão regulador assegurar uma boa qualidade da energia a ser distribuída e entregue aos usuários finais, através do estabelecimento de normas de qualidade, com regulamentações dos níveis de distúrbios gerados, e de cobranças por distorções causadas ao sistema, por exemplo, as distorções harmônicas causadas por consumidores. Para avaliar a qualidade da energia distribuída pela concessionária, o órgão regulador deverá criar canais de aproximação com os consumidores, como o exemplo das ouvidorias, obtendo, desta forma, o grau de satisfação do usuário final quanto ao quesito qualidade da energia, bem como medindo se os indicadores propostos em normativas estão sendo perseguidos e alcançados.

#### **4.3.2 Proposta de Regulação Tarifária para os Sistemas Elétricos Isolados**

A parte da regulação dos serviços do setor elétrico mais complexa é a que trata da questão das tarifas de distribuição de energia elétrica, atividade esta que constitui um monopólio natural. A regulação do comportamento das empresas atuando sob o regime monopolista, em mercados não contestáveis, deve-se dar no sentido de aproximar essas empresas de uma situação de hipotética concorrência virtual, o que tende a maximizar a eficiência econômica e garantir a modicidade tarifária e a qualidade do serviço. Para tanto, o órgão regulador deve contar com as informações mais detalhadas e completas possíveis sobre os custos e o mercado da empresa regulada, bem como sobre sua saúde financeira.

Para assegurar ganhos de produtividade nas concessionárias de energia elétrica dos sistemas elétricos isolados e a gradual diminuição dos subsídios necessários a estes sistemas,

BAJAY (2000) propõe que a ANEEL adote as seguintes formas de regulação tarifária por incentivos:

- regulação com base em “tetos de receita” na geração, transmissão e distribuição (tarifas de uso dos respectivos sistemas);
- regulação com base no serviço pelo preço para os consumidores cativos das concessionárias distribuidoras;
- prêmios e penalidades associados a metas de eficiência média mínima das usinas, na geração (incidindo, por exemplo, no fator X, de redução das tarifas, no sistema de “tetos de receita” para a geração); e
- prêmios e penalidades associados à diminuição de perdas técnicas e comerciais na transmissão e distribuição e a melhorias na qualidade do produto e serviços, após comparação com empresas eficientes semelhantes (nos sistemas isolados), tomadas como referência (incidindo, por exemplo, no fator X, de redução das tarifas, no sistema de “tetos de receita” para a transmissão e distribuição e no sistema de serviço pelo preço para os consumidores cativos).

Na nova sistemática de regulação tarifária proposta para os sistemas isolados, a EPE forneceria a ANEEL, para subsidiar tecnicamente esta regulação, dados sobre custos marginais de expansão e desempenho de novas unidades geradoras e linhas de transmissão nestes sistemas.

Analogamente, com o mesmo objetivo, o OSI forneceria à ANEEL dados sobre custos marginais de operação e sobre o desempenho real dos parques geradores e redes de transmissão e distribuição destes sistemas.

Em relação à sistemática de prêmios e penalidades para as concessionárias, no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro, o art. 21 da Resolução Normativa N° 63, de 12/05/2004, permite alternativamente à imposição de penalidade, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a formalizar ***“...com a concessionária, permissionária ou autorizada termo de compromisso de ajuste de conduta, visando à adequação da conduta irregular às disposições regulamentares e/ou contratuais aplicáveis”***.

Por esse termo de compromisso de ajuste de conduta, a ANEEL poderá fixar metas e compromissos compatíveis com as obrigações previstas nos regulamentos e contratos regedores da prestação de serviços de energia elétrica, inclusive prevendo multa pelo

descumprimento, devidamente acrescida de uma penalidade de 20%.

Como forma preventiva, tal instrumento de resolução de conflitos poderia também ser utilizado como meio de controle das concessionárias quanto às condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade e generalidade na prestação de serviços públicos de energia elétrica. Para essa finalidade, a ANEEL e as concessionárias firmariam um Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta, estabelecendo metas rigorosas de qualidade, inclusive prevendo penalidades pelo descumprimento, e prêmios no caso da concessionária conseguir atingir as metas determinadas pelo Poder Concedente.

Desse modo, o Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta, utilizado como instrumento de controle e prevenção de conflitos, traria grandes benefícios à concessão de serviços públicos de energia elétrica. O Poder Concedente poderia definir, controlar e acompanhar as metas de qualidade das concessionárias, que receberiam vantagens pecuniárias para aplicar exclusivamente em sua área de concessão, aumentando sua produtividade e garantindo melhores condições de atendimento aos consumidores dos Sistemas Elétricos Isolados, bem como possibilitaria o controle efetivo dos subsídios concedidos, que deverão ser reduzidos progressivamente com o cumprimento rigoroso das metas estipuladas.

Nesse contexto, seria importante que os governos estaduais e as agências de desenvolvimento regional contemplassem, em seus Programas Institucionais, ações de parceria com o setor elétrico de modo a estimular atividades econômicas, o que aumentaria o poder aquisitivo da população beneficiada, podendo torná-lo compatível com os seus custos com energia elétrica.

#### **4.4 Síntese do Modelo Atual Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**

##### **4.4.1 Cronologia do Modelo Atual e os Sistemas Isolados**

As especificidades do setor elétrico brasileiro, cuja característica fundamental é a predominância hidráulica, com uma grande diversidade entre seus subsistemas, e a necessidade de se implantar um arranjo institucional adequado, direcionaram o Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia (MME), a publicar, em julho de 2003, o documento “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, iniciando um processo de sugestões e contribuições apresentadas em diversos encontros incentivados e conduzidos pelo

Ministério, com representantes dos diversos níveis de governo, de empresas, dos consumidores e dos sindicatos, configurando-se um amplo diálogo com todos os segmentos da sociedade envolvidos com a questão elétrica.

Na versão de julho de 2003 da proposta do modelo institucional do setor elétrico, os sistemas isolados foram contemplados. A inclusão desses sistemas visava assegurar a modicidade tarifária para os seus consumidores finais, bem como a viabilidade econômico-financeira dos geradores e distribuidores que neles atuam ou venham a atuar. Nessa versão estava prevista, inclusive, a criação de um novo agente institucional, direcionado exclusivamente para os sistemas isolados, que era o Operador dos Sistemas Elétricos Isolados (OSI), sucessor do GTON, cuja atribuição principal seria a de executar a coordenação da operação dos sistemas elétricos isolados.

Para revisar e detalhar a proposta do Modelo para os sistemas elétricos isolados, o MME criou, no fim de agosto de 2003, o Grupo de Trabalho 13 (GT 13), coordenado pelo Secretário de Desenvolvimento Energético do MME, contando com a participação de representantes da Secretaria de Energia Elétrica do MME, procuradoria do Ministério, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Eletrobrás, Eletronorte, Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE).

Entretanto, na versão de dezembro de 2003, infelizmente, devido às peculiaridades já citadas dos Estados da Amazônia Ocidental: Amazonas, Acre, Amapá, Rondônia e Roraima, que compõem os sistemas isolados da região Norte, o modelo atual não contempla os ajustes necessários para viabilizar um atendimento satisfatório dos mercados associados às concessionárias de serviço público de energia elétrica desses Estados. Assim, é de fundamental importância que as mudanças propostas para os sistemas isolados sejam contempladas, com a devida brevidade, no novo modelo institucional do setor elétrico.

#### **4.4.2 Premissas do Modelo Atual**

O modelo atual tem os seguintes objetivos principais (MME, 2004):

- promover a modicidade tarifária, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;



- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para um desenvolvimento econômico sustentável;
- assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos necessários à expansão do sistema; e
- promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização do atendimento.

Assim, o modelo atual apresenta oito questões como temas principais na formulação do novo arranjo institucional para o setor elétrico:

- segurança do suprimento;
- modicidade tarifária;
- ambientes de contratação e competição na geração;
- contratação de energia nova em um ambiente de contratação regulado (ACR);
- contratação de energia existente no ACR;
- consumidores livres;
- acesso a novas hidrelétricas por produtores independentes de energia; e
- novos agentes institucionais

Cada um destes temas é examinado nas seções a seguir.

#### **4.4.2.1 Segurança do Suprimento**

Com o objetivo de assegurar medidas de segurança para o suprimento de energia elétrica, o modelo contempla o seguinte conjunto integrado de medidas: exigência de contratação da totalidade da demanda; cálculo realista dos lastros de geração (energia assegurada); adequação do critério vigente de segurança, estabelecendo outros com mais severidade do que os anteriores; contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas que assegurem a garantia do suprimento a custos razoáveis; e o monitoramento constante da segurança de suprimento, com medidas preventivas capazes de restaurá-la ao menor custo para o consumidor.

#### **4.4.2.2 Modicidade Tarifária**

A modicidade tarifária, elemento fundamental no atendimento às demandas sociais, tem como base, no novo modelo, a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados, através das seguintes ações: compra de energia sempre através de leilões, na

modalidade “menor tarifa”; contratação de energia por processo licitatório conjunto dos distribuidores na forma de *pool*, objetivando economias de escala na contratação da energia de novos empreendimentos, repartindo riscos e benefícios contratuais e equalizando tarifas de suprimento; e contratação em separado, por licitação, da energia de novas usinas e de usinas existentes.

#### 4.4.2.3 Ambientes de Contratação

O Modelo definiu a criação de dois ambientes de contratação de energia, com regras e procedimentos diferenciados: (i) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para a aquisição de três tipos básicos de energia – a geração de novas usinas, a geração de usinas existentes, e a contratação de energia para efetuar ajustes finos entre a demanda prevista e a oferta - para o atendimento de consumidores de tarifas reguladas, com o objetivo de lhes assegurar modicidade tarifária; e (ii) o Ambiente de Contratação Livre (ACL) para a aquisição de energia elétrica por consumidores livres, através de contratos livremente negociados, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de *hedge* a critério dos próprios interessados.

Contratos bilaterais envolvendo concessionárias distribuidoras serão totalmente respeitados e tratados no ACL até o seu término. Para que a geração fique caracterizada como competitiva, todos os geradores sejam eles produtores independentes, concessionários de serviço público ou autoprodutores com excedentes, poderão vender sua energia tanto no ACR quanto no ACL.

#### 4.4.2.4 Consumidores Livres

Consumidores qualificados – com demandas elevadas, segundo o novo modelo, podem continuar a optar pelo seu fornecedor de energia elétrica, desde que notifiquem suas decisões de troca de fornecedor à concessionária distribuidora que os está atendendo, nos prazos indicados na Tabela 4.2.

**Tabela 4.2 – Demandas e prazos de antecedência a serem atendidos por potenciais consumidores livres**

<i>Demanda (MW)</i>	<i>Prazo de antecedência</i>
Entre 3 e 5	1 ano
Entre 5 e 10	2 anos
Acima de 10	3 anos

Fonte: MME, 2004.

A notificação que solicita a volta à condição de suprimento pela distribuidora local deverá ser efetuada com cinco anos de antecedência. No entanto, a distribuidora, a seu critério, poderá atender o consumidor em prazos inferiores.

#### **4.4.3 Agentes Institucionais**

##### **4.4.3.1 Atribuições Principais dos Agentes Institucionais Anteriores**

De acordo com o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, as principais atribuições do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) são:

- proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas;
- proposição da licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendados pelo MME (nova função); e
- proposição do critério de garantia estrutural de suprimento (nova função).

Quanto ao Ministério de Minas e Energia (MME), o novo modelo lhe atribui as seguintes funções:

- formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE;
- retomada do exercício da função de planejamento setorial, com contestação pública;
- exercício do Poder Concedente;
- monitoramento da segurança de suprimento do setor elétrico, por intermédio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e
- definição de ações preventivas para a restauração da segurança do suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como medidas de gestão da demanda e/ou a contratação de uma reserva conjuntural de energia do sistema interligado.

Segundo o novo modelo, compete à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) as seguintes atribuições:

- mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico;
- realização de leilões de concessões de empreendimentos de geração e transmissão, por delegação do MME; e

- licitação para aquisição de energia para os distribuidores.

As atribuições anteriores do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) não foram alteradas pelo novo modelo institucional do setor elétrico:

- coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado; e
- administração da contratação das instalações de transmissão

Compete a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) as seguintes atribuições principais:

- exercício da função de *holding* das empresas estatais e federais;
- administração de encargos e fundos setoriais;
- comercialização da energia da ITAIPU Binacional;
- comercialização da energia de fontes alternativas contempladas pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA.

#### **4.4.3.2 Novos Agentes Institucionais**

Além de definir algumas novas atribuições para instituições existentes, o modelo criou dois novos agentes institucionais e constituiu um novo comitê, com o objetivo de complementar o marco regulatório.

Um destes novos agentes é a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que tem as seguintes atribuições:

- execução de estudos para definição da Matriz Energética, com a indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo;
- execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos;
- execução dos estudos do planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão);
- promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural; e
- promoção dos estudos de viabilidades técnico-econômica e socioambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

O outro novo agente é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que substituiu o Mercado Atacadista de Energia (MAE), com as seguintes atribuições:

- administração da contratação de energia no âmbito do ACR;
- a CCEE atuará como interveniente:
  - nos contratos bilaterais de suprimento que cada gerador firmará com cada distribuidor, na forma de um *pool*, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia, repartindo os riscos e benefícios dos contratos e equalizando o preço da energia para os distribuidores;
  - nos contratos de constituição de garantias que cada distribuidor terá que firmar, a fim de reduzir a inadimplência;
  - exercício das funções de contabilização e liquidação que eram desenvolvidas pelo MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL.

Finalmente, o modelo dispõe ao novo Comitê de Monitoramento do setor Elétrico (CMSE) as seguintes responsabilidades:

- monitoramento das condições de atendimento no horizonte de cinco anos; e
- recomendação de ações preventivas para restaurar a segurança do suprimento, incluindo ações no lado da demanda, contratação de reserva conjuntural, e outras.

#### **4.4.4 As Bases do Modelo do Setor Elétrico**

Apresentam-se nas próximas seções, de uma forma resumida, as bases do modelo atual do setor elétrico brasileiro.

##### **4.4.4.1 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico**

A atividade de planejamento da expansão do setor elétrico está estruturada em três etapas:

- (i) planejamento de longo prazo, com a cobertura de horizonte não inferior a vinte anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, em que se definirá o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), que irá estabelecer estratégias em termos de novas fontes de geração, de grandes troncos de transmissão e de desenvolvimento tecnológico e industrial para a nação;
- (ii) planejamento de médio prazo, que cobrirá um horizonte não inferior a dez anos, com a observância de um ciclo de atividades anual, em que será definido o Plano

Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos (PDE), que será elaborado tendo como referência o PELP e que irá apresentar o ordenamento temporal, por mérito econômico, dos projetos de geração e de transmissão, levando em consideração, entre outras alternativas, blocos de co-geração e ofertas de gerenciamento de demanda e de eficiência energética e ainda o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão (PDET), no qual somente reforços alocados no horizonte de cinco anos exigirão providências de natureza executiva; e

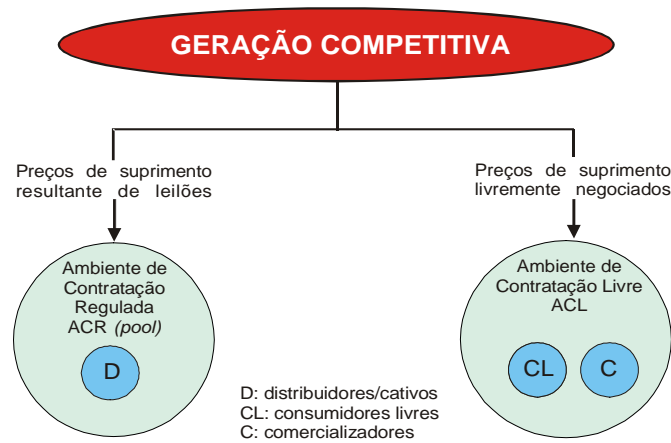
- (iii) monitoramento das condições de atendimento eletroenergético, que irá cobrir um horizonte de cinco anos, observando um ciclo permanente de atividades em que serão definidas as providências para eventuais ajustes no programa de expansão em andamento.

#### **4.4.4.2 Licitações**

A geração existente é licitada apenas para o mercado descontratado. Os contratos terão prazos entre três e quinze anos. Para a licitação de energia nova, a EPE define uma lista de projetos hidrelétricos e termelétricos, ordenando-os por preços crescentes para o atendimento à expansão do mercado. No caso das hidrelétricas, os novos projetos são oferecidos à licitação com estudo de viabilidade técnico-econômica e licença prévia ambiental concedida; o preço é formado pela razão entre a parcela fixa dos custos do empreendimento e o certificado de energia assegurada da usina, determinado pela ANEEL. Para a formação dos preços das usinas termelétricas são incluídos os custos fixos do projeto, como operação e manutenção e os contratos tipo *take or pay*, mais os valores esperados do custo operativo das centrais, que dependem da potência disponível da usina, da geração mínima e do custo variável de operação. Com a aprovação do elenco de usinas pelo MME, a ANEEL está autorizada, pelo Ministério, a promover a licitação para o atendimento do mercado regulado.

#### **4.4.4.3 Contratação da Energia**

Regras e procedimentos específicos são observados pelas contratações efetuadas no ACR e no ACL. Permanecem inalteradas as regras para registro de contrato, contabilização e liquidação de diferenças contratuais. O novo modelo de contratação de energia se refere ao sistema interligado e ao ACR. Na Figura 4.1 está ilustrado como está sendo a coexistência dos dois ambientes de contratação e caracteriza-se a geração como uma atividade competitiva.



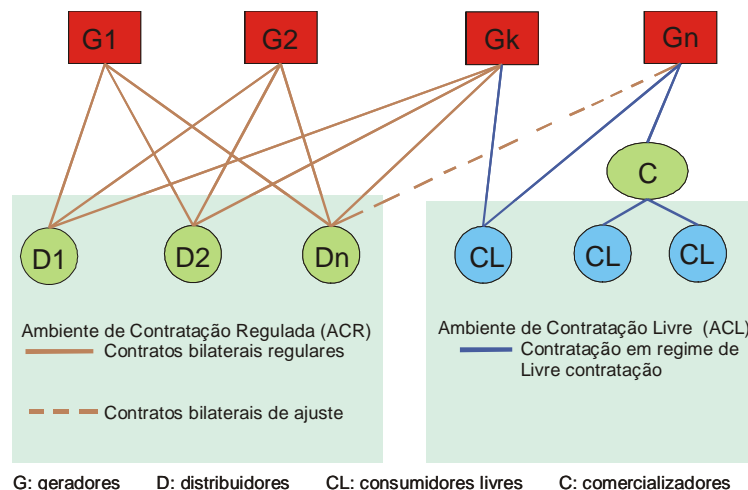
**Figura 4.1 – Visão geral do modelo de contratação**

Fonte: MME, 2004.

No ACR – *pool*, estão previstos três tipos básicos de contratação:

- (i) contratação da geração de novas usinas mediante duas modalidades contratuais: contratos de quantidades de energia, em que o risco do suprimento de energia (risco hidrológico e de uso dos reservatórios para compensar atraso de obras, variação na carga, etc) corre por conta do gerador, e contratos de disponibilidade de energia, em que este risco é totalmente transferido ao comprador;
- (ii) contratação da geração de usinas existentes; e
- (iii) contratação de ajustes entre demanda e oferta.

No ACL os contratos são livremente pactuados entre os agentes, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de *hedge* a critério dos próprios interessados. Na Figura 4.2 está ilustrado a coexistência dos dois ambientes de contratação regular de energia do modelo atual.



**Figura 4.2 – Visão geral das relações contratuais no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**

Fonte: MME, 2004.

Na CCEE são contabilizadas e liquidadas todas as diferenças contratuais, bem como é registrado todo e qualquer contrato de compra e venda de energia entre geradores e distribuidores, entre geradores e comercializadores e/ou consumidores livres, com a liquidação feita *ex-post*, no máximo em base mensal, sempre ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, calculado e publicado com periodicidade máxima semanal pelo agente, tendo como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo.

#### 4.4.4.4 Desverticalização

A desverticalização das atividades setoriais apresenta as seguintes vantagens:

- preserva a identidade de cada concessão e a da própria atividade;
- evita qualquer contaminação na formação dos custos e da própria base de remuneração de cada atividade de serviço público;
- proporciona transparência da gestão de cada atividade, permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão;
- permite a identificação da “Base de Remuneração” de cada atividade ou concessão;
- evita que os recursos de uma atividade de serviço público sejam utilizados em atividades competitivas ou em outras, comprometendo a expansão e a melhoria da prestação do serviço concedido; e



- evita que captações de recursos, com a finalidade de financiar uma atividade de serviço público, comprometam captações necessárias a outras atividades de serviço público, exercidas conjuntamente.

As atividades de geração e transmissão estão hoje constituídas no país como atividades competitivas, enquanto as atividades de distribuição revestem-se de um caráter de serviço público. As concessionárias de serviço público não poderão exercer atividades atípicas ao setor elétrico, exceto em casos específicos aprovados pela ANEEL. As permissionárias e concessionárias de distribuição não podem exercer atividades de geração, transmissão e comercialização a consumidores livres, com uma exceção para a geração distribuída de pequeno porte, na modalidade de serviço público para destinação exclusiva ao mercado consumidor próprio.

#### **4.4.4.5 Geradores**

O processo de geração é competitivo e todos os geradores podem vender energia tanto no ACR quanto no ACL, com a existência dos dois tipos básicos de contratos para a venda da energia dos geradores, comentados anteriormente: os contratos de quantidades de energia e os contratos de disponibilidade de energia.

Os geradores podem ser: concessionários de serviço público de geração (CSPG), produtores independentes de energia elétrica (PIE), ou autoprodutores, sendo que os dois primeiros podem vender energia para:

- o conjunto de distribuidores, no ACR, mediante licitação, por meio da CCEE, com vistas à contratação regular;
- compradores individuais, por intermédio de leilão público de compra, operacionalizado pela CCEE, com vistas à contratação regular de ajuste;
- constituição de reserva;
- consumidores livres;
- comercializadores, para atendimento a consumidores livres;
- consumidores regulados (atendidos por concessionárias de distribuição), desde que integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o gerador também forneça vapor oriundo de processo de co-geração; e
- exportação, dependendo de autorização do Poder Concedente e de registro das operações na CCEE.

A geração hidrelétrica, com contrato de até 35 anos, depende de concessão de uso de bem público, outorgada pelo Poder Concedente, sempre precedida de licitação, ou de autorização em função do porte da usina. Todo contrato de concessão de usinas hidrelétricas poderá ser prorrogado, a critério do Poder Concedente, por um prazo não superior a 20 anos.

O gerador termelétrico pode ter contratos de até 30 anos, irá adquirir o combustível necessário à sua operação e arcará com todos os custos variáveis de sua operação. Por sua vez, os ganhos decorrentes da operação em complementação térmica são apropriados pelo gerador.

O gerador termelétrico deve declarar mensalmente:

- o seu grau de flexibilidade operativa; e
- o seu custo de geração.

Dentro dos limites da flexibilidade declarada, o gerador térmico é despachado por ordem de mérito econômico.

O gerador termelétrico pode ser contratado através de duas modalidades:

- Modalidade de Quantidade de Energia, na qual o gerador adquirirá o combustível necessário à sua operação e arcará com todos os custos variáveis da mesma; e
- Modalidade de Disponibilidade de Energia, em que caberá aos consumidores arcar com os custos variáveis da operação, procedimento feito após a estimativa anual das tarifas.

Fontes de geração de pequeno porte, como pequenas centrais hidrelétricas ou termelétricas, geradores eólicos, ou plantas de cogeração, podem ser contratados diretamente por distribuidores, quando conectadas na sua rede de distribuição, comercializadores, consumidores livres, ou ainda por distribuidores no ACR, através dos leilões da CCEE.

#### **4.4.4.6 Distribuidores**

Com o novo modelo, a atividade das concessionárias distribuidoras passou a ser orientada para o serviço de rede e para a venda de energia somente a consumidores com tarifa e demais condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. Elas não podem comercializar energia para consumidores livres, a não ser em condições totalmente reguladas. Para consumidores livres que optarem por outros fornecedores, elas tem a função de provedores de

rede e, por esse serviço, receberão valores definidos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Não é admitido o compartilhamento de barramentos de subestações, seja de transmissão ou de distribuição. As conexões nas subestações (*bays* de conexão), necessárias às novas ligações ao sistema são de responsabilidade do proprietário da subestação, no aspecto técnico; e do acessante, no que diz respeito aos custos de conexão.

Quanto à geração distribuída, é admitida a aquisição de geração de pequeno porte diretamente pelos distribuidores, desde que a unidade geradora esteja integrada à sua rede, podendo esta ser própria (distribuidores de até 300 GWh/ano) ou pertencente a terceiros. A compra de geração distribuída será prerrogativa da distribuidora.

#### **4.4.4.7 Consumidores Livres e Comercializadores**

Os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em qualquer nível de tensão, são considerados consumidores livres e podem optar por: continuar sendo atendidos pelo distribuidor local; comprar energia diretamente de um produtor independente; ou comprar energia por meio de um comercializador.

O retorno à condição de consumidor com contrato regulado com o distribuidor deve ser solicitado com uma antecedência mínima de 5 anos.

Os comercializadores poderão desempenhar as seguintes atividades: comprar e vender energia de geradores; comercializar energia com consumidores livres; comercializar energia com concessionárias de distribuição, em contratos com duração não superior a dois anos, participando dos leilões promovidos pelo CCEE (contratação de ajuste dos distribuidores); e representar geradores nos leilões de mercado do *pool*.

Os comercializadores podem representar geradores nos leilões de mercado do *pool* nas seguintes condições: as ofertas de venda devem estar lastreadas por energia assegurada de empreendimentos específicos e as plantas relacionadas não podem servir de lastro para nenhuma outra transação do comercializador.

#### **4.4.4.8 Reserva Conjuntural de Energia**

No caso de um desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, o MME estabelece o volume de energia que será contratado, através de licitação pela CCEE, como reserva de energia para o sistema. Essa possibilidade de desequilíbrio a curto prazo, em situações de emergência, deve ser indicada pelo CMSE, e os custos dessa reserva de energia são assumidos por consumidores cativos e livres e pelos autoprodutores.

#### **4.4.4.9 Programas Setoriais do Governo**

Uma parcela dos montantes de energia que são contratados nos processos de licitação realizados pela CCEE é destinada às energias alternativas renováveis, tais como: eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) faz a contratação do montante de energia renovável definido pelo MME, levando-se em consideração que o impacto da contratação de fontes alternativas na formação da tarifa de suprimento do ACR não pode exceder a 0,25% dessa tarifa em qualquer ano, comparado com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais, e os acréscimos tarifários acumulados não poderão superar 5%. As fontes alternativas competem entre si pela parcela do mercado que lhes for destinada para que não haja necessidade de se estabelecer qualquer tipo de definição de valor econômico para as fontes, a ser repassado para a tarifa.

Tendo em vista o estabelecimento de mecanismos para a contratação de energia renovável pela CCEE, é desnecessário o uso de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para o incentivo de tais fontes, que são utilizados na universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, no subsídio para consumidores de baixa renda e na modicidade tarifária nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

#### **4.4.5 Aspectos Gerais**

O Governo Federal busca um ambiente propício para o fortalecimento do setor elétrico brasileiro, sinalizando condições para que o mercado de energia no país tenha oportunidades de se desenvolver de modo seguro, visando ao aumento da oferta de energia e à melhoria dos serviços com modicidade tarifária. Para isso, a participação da iniciativa privada e o incentivo à concorrência entre os agentes do setor são fundamentais, com o desafio de se estabelecer um novo marco que garanta os incentivos adequados aos novos

investimentos e a proteção assegurada aos contratos antigos, sem prejuízo dos diversos interesses envolvidos, em especial o dos consumidores.

No cenário atual, um aspecto de grande preocupação está relacionado à necessidade urgente desses investimentos no setor de energia elétrica, no futuro próximo, para garantir um crescimento sustentável e indispensável da economia brasileira. As estimativas do orçamento da União e os recursos das empresas estatais não indicam que a União seja capaz de, sozinha, fazer face ao volume de investimentos necessários ao aumento da capacidade de geração e dos sistemas de transmissão e distribuição. Assim, é evidente a necessidade de aporte de capitais privados para complementar a indicação do planejamento do setor elétrico, o que se espera alcançar com a implementação de regras claras que permitam a estabilidade para este setor de importância estratégica, sinalizando um ambiente competitivo em que se possa obter ganhos garantidos a longo prazo.

Um outro aspecto fundamental do novo modelo é que o planejamento da expansão do sistema pode contar com uma decisiva participação das próprias empresas do setor, incentivando-as a aprimorarem seu planejamento. Porém, esta atividade, centralizada no governo federal, deve também contemplar a participação dos Estados e seus agentes setoriais, de forma a garantir que as particularidades e vocações de cada região, bem como seus planos de desenvolvimento econômico e social sejam explorados de forma efetiva e ampla, assegurando uma fiel observância do interesse público.

Por outro lado, o sistema elétrico brasileiro não suporta mais as incertezas de um planejamento apenas indicativo; a tipicidade hídrica do sistema exige um planejamento de longo prazo, de cunho determinativo, e com possibilidades de contestação tanto dos dados, procedimentos e metodologias de planejamento, como dos projetos candidatos ao plano de expansão.

Para implementar as bases do atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro, o Governo Federal publicou duas Medidas Provisórias (MPs), de números 144 e 145, em 10 de dezembro de 2003, que se transformaram, em 15 de março de 2004, nas leis números 10.848 e 10.847, respectivamente. A Lei nº 10.847 criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), enquanto que a Lei nº 10.848 estabeleceu os demais elementos do novo marco regulatório setorial.

Porém, os diversos agentes envolvidos com a questão energética do país têm manifestado algumas preocupações quanto aos resultados esperados desde a implantação desse modelo. Alguns agentes consideram que há uma forte concentração de poder decisório na esfera do Poder Federal em detrimento aos agentes reguladores, merecendo uma ampla reflexão e discussão das incertezas associadas principalmente à necessidade de investimentos privados para a expansão do setor.

Outro aspecto importante foi a edição da Medida Provisória MP nº 466, de 29 de julho de 2009, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos sistemas isolados e dá outras providências. No seu artigo 3º, a MP nº 466 estabeleceu que a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC passará a reembolsar o montante igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR do Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme regulamento. Nesse custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados deverão ser incluídos os seguintes custos relativos: (i) à contratação de energia e de potência associada; (ii) à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica; (iii) à aquisição de combustíveis; (iv) aos encargos e impostos; e (v) aos investimentos realizados. Essa MP nº 466 certamente traz uma contribuição importante na busca do equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica que atuam nos sistemas isolados e utilizam combustíveis derivados de petróleo nos seus processos de geração nas usinas térmicas desses sistemas. Essa Medida Provisória foi regulamentada pelo Congresso Nacional no final de outubro de 2009, e sancionada pelo Presidente da República, por meio da Lei Nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009 e publicada no D.O.U., em 10 de dezembro de 2009.

## CAPÍTULO 5

### METODOLOGIA

#### 5.1 Metodologia para Levantamento de Dados de Referência

A metodologia adotada neste trabalho consiste primeiramente em identificar as variáveis que influenciam o custo da produção de energia elétrica no estado do Amazonas, bem como o levantamento das informações econômico-financeiras e operacionais através de pesquisa nos relatórios do GTON / Eletrobrás e das empresas Manaus Energia e Eletronorte.

Os dados disponíveis nesses relatórios serviram de base de referência para a elaboração de cenários de projeção de energia e demanda para horizontes de curto, médio e longo prazo para atendimento ao suprimento de energia elétrica à cidade de Manaus, principal mercado de distribuição de energia da região Norte, e responsável pelo segundo PIB da Região Amazônica (IBGE, 2009).

#### 5.2 Atendimento ao Mercado de Energia Elétrica no Curto Prazo

Nas Tabelas 5.1 e 5.2 são apresentados os dados básicos anuais de mercado para o estado do Amazonas, no horizonte decenal, até o ano de 2017; das projeções aprovadas pelos estudos de mercado para o ciclo de planejamento 2008 do setor elétrico brasileiro.

**Tabela 5.1 – Projeções do mercado de energia elétrica – requisitos totais – energia (GWh) - ciclo 2008 – Sistema Amazonas**

DESCRIÇÃO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capital (*)	5960,5	6451,0	6807,1	7155,7	7503,2	7823,7	8162,0	8503,7	8847,1	9189,8	9533,9
Crescimento		8,2%	5,5%	5,1%	4,9%	4,3%	4,3%	4,2%	4,0%	3,9%	3,7%
Interior	993,5	1088,7	1196,3	1295,6	1392,6	1495,6	1607,4	1722,2	1843,4	1972,4	2119,4
Crescimento		9,6%	9,9%	8,3%	7,5%	7,4%	7,5%	7,1%	7,0%	7,0%	7,5%
Estado do Amazonas	6852,5	7431,2	7877,1	8314,8	8750,0	9161,9	9601,0	10047,5	10501,3	10962,8	11443,2
Crescimento		8,4%	6,0%	5,6%	5,2%	4,7%	4,8%	4,7%	4,5%	4,4%	4,4%

Fonte: CTM/GTON, 2008

**Tabela 5.2 – Projeções do mercado de energia elétrica – requisitos totais – demanda (MWh) - ciclo 2008 – Sistema Amazonas**

DESCRIÇÃO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capital (*)	915,8	994,0	1056,2	1115,3	1174,9	1227,6	1290,5	1351,3	1412,9	1471	1538
Crescimento		8,5%	6,3%	5,6%	5,3%	4,5%	5,1%	4,7%	4,6%	4,1%	4,5%
Interior	183,2	199,1	216,3	238,6	255,2	272,8	291,0	311,2	331,5	353,1	376,8
Crescimento		8,7%	8,6%	10,3%	7,0%	6,9%	6,7%	6,9%	6,5%	6,5%	6,7%
Estado do Amazonas	1099	1193,1	1272,5	1353,8	1430,1	1500,4	1581,5	1662,4	1744,4	1824,2	1914,7
Crescimento		8,6%	6,7%	6,4%	5,6%	4,9%	5,4%	5,1%	4,9%	4,6%	5,0%

Fonte: CTEM/GTON, 2008

Com esse cenário inicial, foram consideradas e analisadas as condições de atendimento ao mercado de Energia Elétrica do estado do Amazonas, que foram contempladas no planejamento energético brasileiro, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, quais sejam: (i) a utilização de gás natural da província de Urucu, no município de Coari (AM), a partir do final do ano de 2010, como alternativa para geração de energia elétrica na cidade de Manaus e em sete municípios que são contemplados em o traçado principal do gasoduto Coari – Manaus; e (ii) a integração do Sistema elétrico da cidade de Manaus ao Sistema Interligado Nacional – SIN através da LT Tucuruí – Manaus, 500 kV, com uma derivação em 230 kV para a cidade de Macapá (AP), mais conhecida como LT Tucuruí – Macapá – Manaus, prevista para iniciar a operação comercial no final do ano de 2011.

Em seguida, considerando como base esses cenários de atendimento no curto prazo e os dados de projeções de requisitos anuais de energia, foram simulados os impactos econômicos e ambientais com o cálculo dos custos evitados com a aquisição de combustíveis derivados de petróleo em função da substituição pelo gás natural para a geração de energia elétrica e a entrada em operação da LT Tucuruí – Manaus, na matriz energética da cidade de Manaus.

### 5.3 Metodologia para Cálculo do Fator de Emissão na Geração de Eletricidade

Adicionalmente, com esses mesmos dados foram calculados e analisados os níveis de redução anual (tCO<sub>2</sub>) e o fator da emissão (tCO<sub>2</sub> / MWh) de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) com a substituição dos derivados de petróleo por gás natural, utilizando-se o método IPCC – “Intergovernmental Panel on Climate Change” (IPCC, 2008). Essa análise levou em



consideração a metodologia ACM 00111 consolidada e aprovada da UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change” (UNFCCC, 2008).

A análise levou em consideração a metodologia ACM 00111, consolidada e aprovada, da UNFCCC – “United Nations Framework Convention on Climate Change” (UNFCCC, 2008), em que as emissões totais de CO<sub>2</sub> provenientes da queima de combustíveis fósseis no processo *j* são calculadas com base na quantidade de combustíveis queimados no processo de geração de energia e do coeficiente de emissão de CO<sub>2</sub> desses combustíveis, conforme as seguintes equações:

$$PE_{FC\ i\ j,y} = \sum FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y} \quad \text{Eq. 1}$$

onde  $PE_{FC\ i,j,y}$  é o total de emissões de CO<sub>2</sub> por quantidade de combustível *i* (em unidade de massa ou volume) consumido pela usina *j* no ano *y*;  $FC_{i,j,y}$  é a quantidade de combustível *i* consumido pela usina *j* no ano *y*;  $COEF_{i,y}$  é o coeficiente de emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) do combustível *i* (tCO<sub>2</sub>/ unidade de massa ou volume de combustível) no ano *y* e *i* são os tipos de combustíveis nas usinas *j* durante o ano *y*.

O fator de emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de cada combustível é calculado da seguinte forma:

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2\ i,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Eq. 2}$$

onde  $EF_{OM,y}$  é o fator de emissão simples da margem de operação no ano *y* por unidade de eletricidade (tCO<sub>2</sub>/ MWh) das unidades geradoras despachadas no sistema;  $\sum_{i,m} FC_{i,m,y}$  é o total

de combustível *i* (em unidade de massa ou volume) consumido pela usina *m* no ano *y*;  $NCV_{i,y}$  é o poder calorífico do combustível tipo *i* no ano *y* (GJ / unidade de massa ou volume);  $EF_{CO_2,i,y}$  é o fator de emissão de CO<sub>2</sub> do combustível *i* no ano *y* (tCO<sub>2</sub>/ GJ); e  $\sum_m EG_{m,y}$  é a

eletricidade gerada, em MWh, e despachada para o sistema pela usina *m* no ano *y*.

No entanto, esses empreendimentos (gasoduto Coari – Manaus e LT Tucuruí – Manaus) irão atender ao Sistema Manaus de forma apenas radial; logo, não atenderão ao critério de planejamento do setor elétrico brasileiro quanto ao atendimento do critério de

confiabilidade n-1 já no médio prazo, cenário 2018, podendo provocar grandes desligamentos do Sistema Manaus.

#### **5.4 Atendimento ao Mercado de Energia no Horizonte de Médio e Longo Prazo**

Considerando-se os dados de energia, demanda e índice de crescimento anual utilizados nas projeções do mercado de energia elétrica para o estado do Amazonas (Tabelas 5.1 e 5.2), foram simuladas e analisadas as necessidades energéticas até o ano de 2027 (cenário de 20 anos – período 2007/2027) e avaliadas as alternativas de atendimento ao mercado do Estado, o qual poderá ser atendido através de Linhas de Transmissão que possam ser interconectadas à rede básica de transmissão do setor elétrico brasileiro.

#### **5.5 Critério de Atendimento n-1 (Segurança)**

Esse critério de confiabilidade estabelece que se houver perda de um qualquer dos equipamentos que compõem a Rede Básica Nacional, não deverá haver corte de carga (critério n-1) no sistema atendido.

Deste modo, o planejamento para implantação da interligação elétrica do complexo hidrelétrico (CHE) do Madeira (Usinas Santo Antônio e Jirau) em Porto Velho (RO) ao Sistema Manaus, através da LT Porto Velho – Manaus, em 500 kV, circuito duplo – CD, é de fundamental importância para mudar esse cenário, pois possibilitará o fechamento em anel do Sistema Manaus ao Sistema Interligado Nacional – SIN e garantirá o atendimento ao critério n-1 do planejamento do setor elétrico brasileiro, e a devida segurança do suprimento ao mercado de energia elétrica do Sistema Manaus, permitindo ainda melhores cenários de integração energética com os países vizinhos como forma de otimizar os recursos energéticos e aumentar a confiabilidade operacional dos respectivos sistemas elétricos.

Finalmente, essa perspectiva de atendimento à região foi integrada para que os resultados possam ser vistos tanto de forma gráfica como analítica dos benefícios que os aproveitamentos hidrelétricos de grande porte situados na região Norte podem contemplar todos os estados da Amazônia com o mesmo nível de confiabilidade das outras regiões do país. No capítulo 6 são apresentadas as melhorias estruturais de suprimento para o Sistema Elétrico Isolado de Manaus.

## CAPÍTULO 6

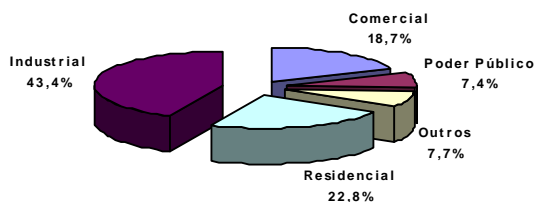
### MELHORIAS ESTRUTURAIS DE SUPRIMENTO PARA O SISTEMA ELÉTRICO ISOLADO DE MANAUS

#### 6.1 Motivação

A questão do atendimento energético à região Norte está sendo considerada como prioritária pela administração federal, uma vez que a geração de energia elétrica nos chamados sistemas elétricos isolados vem causando prejuízos econômicos para a sociedade brasileira, além de haver a necessidade de ações imediatas visando eliminar os riscos ainda existentes de racionamentos eventuais em alguns desses sistemas, evitando assim situações como a grave crise de abastecimento verificada no ano de 1997, na cidade de Manaus, capital do estado do Amazonas, e maior mercado de energia elétrica da Amazônia Ocidental.

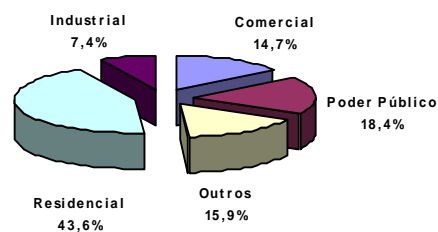
Nesse contexto, merece destaque a preocupação com o suprimento ao mercado da cidade de Manaus, maior sistema elétrico isolado da região Norte e do país, com aproximadamente 450.000 consumidores, com características de perfil de consumo, por classe, conforme apresentado na Figura 6.1. É semelhante aos grandes centros industriais do país, devido principalmente às indústrias do Pólo Industrial da Zona Franca de Manaus, que abriga um parque de empresas modernas, dotadas de tecnologia de ponta, com uma participação de 43,4% sobre o total do consumo registrado no ano de 2008, que exige da concessionária Manaus Energia S.A. um nível de atendimento com qualidade e confiabilidade compatíveis com as melhores empresas de energia elétrica (AMAZONAS ENERGIA, 2009a).

Na atualidade está se buscando uma solução robusta para o suprimento energético a esta capital, que é atendida atualmente por um parque gerador termohídrico superior a 1400 MW de capacidade efetiva instalada, sendo 1180 MW de unidades térmicas, a maioria das quais no término de sua vida útil; e 250 MW da UHE Balbina. A demanda máxima no Sistema Manaus foi de 1090,1 MW, em novembro de 2009 (AMAZONAS ENERGIA, 2009b).



**Figura 6.1 - Distribuição do mercado da Manaus Energia – Capital por classe de consumidores em 2008**

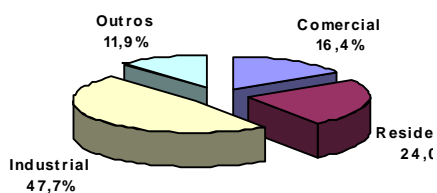
Fonte: Amazonas Energia, 2009a.



**Figura 6.2 – Distribuição do mercado da Manaus Energia – Interior por classe de consumidores em 2008**

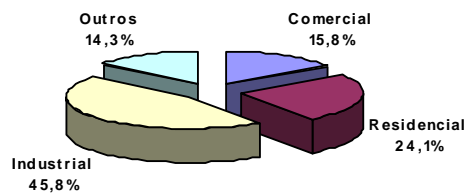
Fonte: Amazonas Energia, 2009a.

Quanto ao interior do estado do Amazonas, a Manaus Energia atende em torno de 220.000 consumidores, sendo que a estrutura de consumo é preponderantemente residencial, representando 43,6% do mercado, conforme pode ser observado na Figura 6.2. O atendimento ao cliente se processa por meio de 105 agências, distribuídos em todos os 61 municípios e 44 grandes comunidades, destacando-se que as 10 maiores agências são responsáveis por 53% de energia requerida bruta, estando o restante dos requisitos de energia elétrica distribuída entre as demais localidades atendidas pela concessionária no interior do Estado. A demanda máxima realizada no interior do estado do Amazonas foi de 182,0 MW, em outubro de 2009 (AMAZONAS ENERGIA, 2009c).



**Figura 6.3 – Distribuição do consumo de energia elétrica da região Sudeste em 2008**

Fonte: EPE, 2009.



**Figura 6.4 – Distribuição do consumo de energia elétrica no Brasil em 2008**

Fonte: EPE, 2009.

Nas Figuras 6.3 e 6.4 estão apresentadas as distribuições dos consumos de energia elétrica da região Sudeste e do país, referentes ao ano de 2008, caracterizando que a estrutura de consumo da cidade de Manaus é similar aos grandes centros econômicos do Brasil. Agregado outros consumos, resume o consumo das classes rurais, poder público, iluminação

pública, serviço público e consumo próprio.

Aliado a todas as questões socioeconômicas graves envolvidas nos mercados dos sistemas isolados da região Norte, é necessário considerar ainda o altíssimo custo da energia termelétrica produzida nestes sistemas, que imputam à nação grandes dispêndios financeiros, com os subsídios da CCC-Isol, para aquisição de combustíveis fósseis derivados de petróleo, a qual sinaliza um custo da ordem de R\$ 3,7 bilhões para o ano de 2009. Na Tabela 6.1 está apresentada a previsão do custo com combustíveis fósseis derivados de petróleo para a CCC-Isol para o estado do Amazonas para o ano de 2009 (ELETROBRÁS, 2009b).

**Tabela 6.1 – Custo com combustíveis para a CCC-Isol – estado do Amazonas – previsão 2009**

Empresas / Planta	Custo por tipo de óleo (R\$)				TOTAL (R\$)
	OC	OPGE	OD	OCTE	
PIE MATTOS	140.434.550,50	—	—	—	140.434.550,50
PIE FRAN	140.434.550,50	—	—	—	140.434.550,50
PIE GERA	134.199.712,10	—	—	—	134.199.712,10
PIE Manauara	141.294.133,00	—	—	—	141.294.133,00
PIE Rio Amazonas	149.056.986,20	—	—	—	149.056.986,20
MESA – Capital (Própria)	294.579.833,46	279.890.607,15	108.999.725,22	698.791.064,93	1.382.261.230,76
MESA – TOTAL CAPITAL	1.000.000.000,00	279.890.607,15	108.999.725,22	698.791.064,93	2.087.681.163,06
Interior	—	—	495.580.083,78	—	495.580.083,78
<b>MESA – Total Estado do Amazonas (R\$)</b>					<b>2.583.261.247,84</b>

Fonte: GTON, 2009

A Tabela 6.1 mostra que a predominância térmica do parque gerador do estado do Amazonas que utiliza os combustíveis derivados do petróleo OC – óleo combustível, OPGE – óleo pesado para geradores elétricos, OD – óleo diesel e OCTE – óleo combustível para

turbinas elétricas indicam um custo para a CCC-Isol para o exercício de 2009 da ordem de R\$ 2,6 bilhões (US\$ 1.3 bilhão) para o estado do Amazonas e de R\$ 2,0 bilhões (US\$ 1.0 bilhão) somente para atender o Sistema Elétrico da cidade de Manaus, representando 70% (setenta por cento) e 57% (cinquenta e sete por cento) do custo total da CCC-Isol, respectivamente.

Considerando que a geração de energia térmica prevista para o Sistema Manaus no ano de 2009 é da ordem de 6.675.000 MWh com o custo total de combustível em torno de R\$ 2,5 bilhões, o custo projetado, somente com a aquisição de combustíveis para a geração de energia térmica para a cidade de Manaus para o ano de 2009, é de aproximadamente R\$ 375,00/MWh, enquanto que no sistema elétrico interligado que atende às demais regiões do país o custo médio de produção de energia elétrica é da ordem de R\$ 100/MWh. Esse custo elevado no suprimento do Sistema Manaus compromete a viabilidade econômico-financeira do negócio de energia elétrica no estado do Amazonas.

Na busca de soluções para estes problemas, devem ser estabelecidas diretrizes de médio e longo prazo que considerem o aproveitamento do potencial hidrelétrico da região e as perspectivas de complementação termelétrica utilizando o gás natural da Bacia do Solimões (AM) como alternativas para melhorias ao atendimento dos sistemas elétricos isolados de Manaus, Macapá, Boa Vista e outras localidades que possam ser contempladas nas rotas das linhas de transmissão Tucuruí – Macapá - Manaus, Porto Velho – Manaus e do trajeto do gasoduto Coari – Manaus.

## **6.2 O Modelo Zona Franca de Manaus**

A Superintendência da Zona Franca de Manaus – SUFRAMA, autarquia criada pelo Decreto-lei nº 288, de 28 de fevereiro de 1967, e vinculada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, com sede na cidade de Manaus, capital do estado do Amazonas, atua como agência promotora de investimentos, que tem a responsabilidade de identificar alternativas econômicas e atrair empreendimentos para a região, objetivando a geração de empregos e renda.

Os resultados positivos alcançados pelo Pólo Industrial de Manaus (PIM) permitem à SUFRAMA cumprir a função de agência de promoção do desenvolvimento regional, priorizando e estimulando os investimentos em capacitação científica, tecnológica e em inovação, para impulsionar o uso sustentável das potencialidades Amazônicas. As ações

desenvolvidas pela Autarquia refletem o compromisso do governo brasileiro com o desenvolvimento e ocupação da Amazônia Ocidental, harmonizando crescimento econômico, preservação do meio ambiente e qualidade de vida.

Assim, a SUFRAMA tem a missão de promover o desenvolvimento socioeconômico de forma sustentável na sua área de atuação, mediante geração, atração e consolidação de investimentos, apoiado em capacitação tecnológica, visando à inserção internacional competitiva, a partir das seguintes ações: (i) identificar e divulgar oportunidades de investimentos; (ii) atrair investidores nacionais e estrangeiros e apoiar o empreendedorismo local; (iii) obter o reconhecimento nacional e internacional como agência permanente de indução do desenvolvimento sustentável; (iv) identificar e estimular investimentos em infraestrutura pelos setores público e privado; (v) estimular e fortalecer os investimentos na formação de capital intelectual e em ciência, tecnologia e inovação pelos setores público e privado; (vi) consolidar o Pólo Industrial de Manaus – PIM; (vii) buscar o superávit da balança comercial em sua área de atuação; (viii) incrementar as atividades agrícolas, florestais e agroindustriais; (ix) fortalecer as atividades do comércio de mercadorias estrangeiras, nacionais e regionais; (x) contribuir para o aprimoramento de prestação de serviços relacionados às atividades econômicas de sua área de atuação; (xi) intensificar o processo de articulação e de parceria com órgãos e entidades públicas e privadas; (xii) buscar a permanente inovação organizacional; (xiii) contribuir para a conscientização e consolidação do conceito de desenvolvimento sustentável na região; e (xiv) aprimorar o processo de interiorização dos efeitos do modelo ZFM – Zona Franca de Manaus.

No ano de 2008, mesmo diante da crise econômica que afetou o mercado internacional no último trimestre do ano, o Pólo Industrial de Manaus (PIM) encerrou o exercício com faturamento recorde de US\$ 30.128 bilhões. O indicador, divulgado pela Superintendência da Zona Franca de Manaus (SUFRAMA) é 17,25% maior que o contabilizado em 2007 (US\$ 25.695 bilhões). O balanço leva em consideração as informações fornecidas por 388 das aproximadas 420 fábricas pesquisadas. No total, o parque fabril é formado por cerca de 550 empresas (SUFRAMA, 2009).

O excelente resultado do parque fabril até outubro de 2008, com média de US\$ 2.647 bilhões mensais, compensou a queda mais expressiva do indicador verificada em novembro e dezembro (US\$ 2.108 bilhões e US\$ 1.541 bilhão, respectivamente), que em parte se deve ao

menor volume demandado pelo comércio no fim de ano. As encomendas feitas à indústria para as vendas de Natal são realizadas pouco antes do último bimestre.

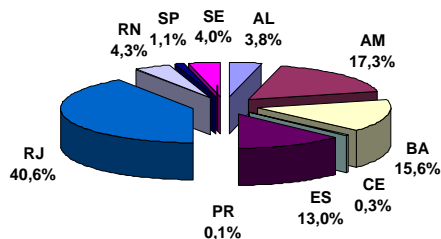
As exportações também contabilizaram crescimento em relação a 2007. As vendas para outros países passaram de US\$ 1.043 bilhão para US\$ 1.174 bilhão (12,56% maior). Parte da recuperação das exportações se deveu ao aumento das vendas de celulares, concentrados para bebidas e motocicletas. Para este ano, a SUFRAMA mantém sua política de inserção internacional dos produtos do pólo industrial, através da participação em fóruns econômicos, missões comerciais e de atração de novos investidores.

Com relação aos empregos diretos, estes saíram da casa dos 114 mil em outubro para 100.301 e outros 400 mil empregos indiretos, em dezembro de 2008. O número menor, assim como ocorreu com o faturamento, se deve à retração do consumo, devido à crise econômica internacional, que vem interferindo diretamente nos indicadores da economia mundial, mas também à sazonalidade histórica da produção nos últimos trimestres dos anos.

### **6.3 Aproveitamento do Gás Natural da Bacia do Solimões**

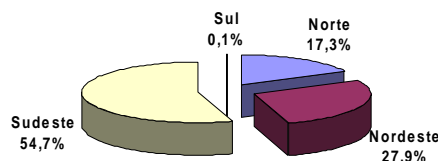
As reservas de gás natural da Bacia do Solimões já são conhecidas há bastante tempo. As sucessivas negociações para utilização destas reservas no estado do Amazonas na geração de energia elétrica, particularmente no sistema Manaus, sofreu, no entanto, vários impasses e indefinições ao longo dos anos, implicando em atrasos sucessivos na sua efetiva disponibilização para consumo, impossibilitando o aproveitamento do potencial existente na Amazônia (FROTA e ROCHA, 2009). Nas figuras 6.3, 6.4, 6.5 e 6.6, estão apresentadas a produção e reservas totais de gás natural, por unidade da Federação e por região, nas quais se verifica que as reservas nacionais, apesar de estarem em sua maior parte na forma associada, encontram-se distribuídas em várias regiões do território brasileiro. No entanto, segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (ANP, 2009), de todo o gás natural produzido no país, no ano de 2008, a província petrolífera de Urucu, localização em terra, no município de Coari, localizado a 363 km a oeste da cidade de Manaus, no estado do Amazonas, contribuiu com 17,3% do volume total, representando a região Norte, estando atrás apenas do estado do Rio de Janeiro, que registrou uma participação de 40,6% na produção nacional de gás natural.





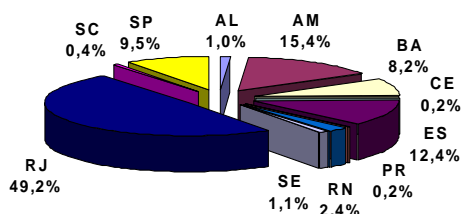
**Figura 6.5 – Produção de gás natural por unidade da Federação em 2008**

Fonte: ANP, 2009.



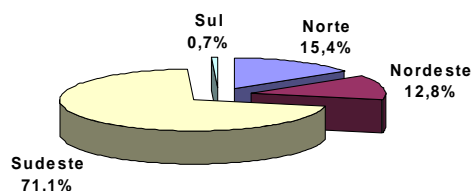
**Figura 6.6 – Produção de gás natural por região em 2008**

Fonte: ANP, 2009.



**Figura 6.7 – Reservas totais de gás natural por unidade da Federação em 2008**

Fonte: ANP, 2009



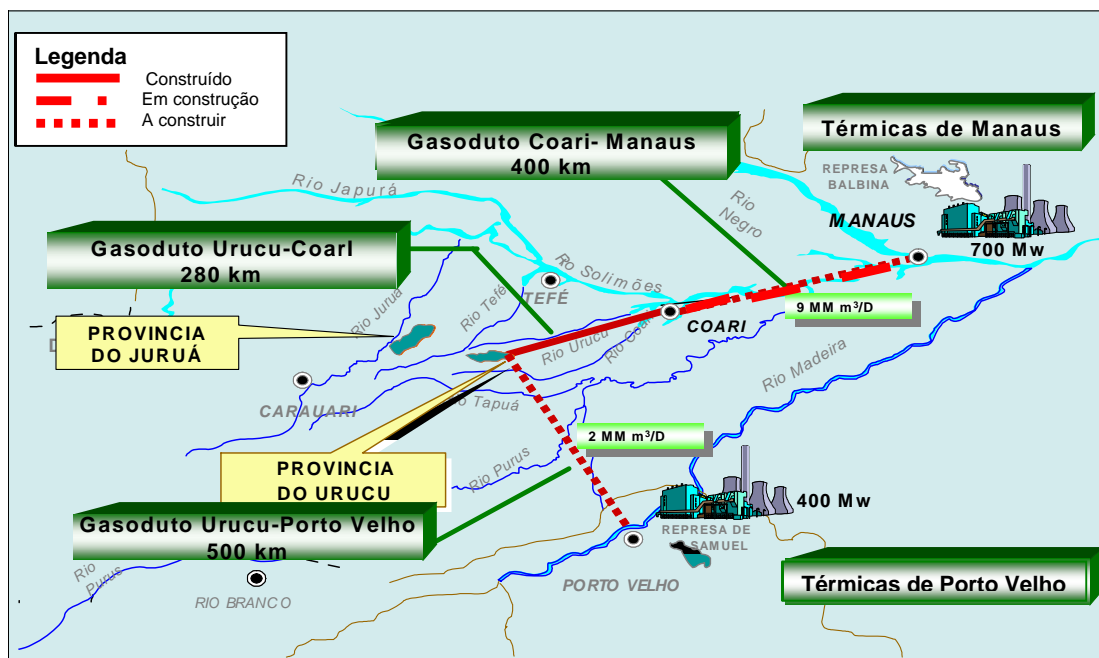
**Figura 6.8 - Reservas totais de gás natural por região em 2008**

Fonte: ANP, 2009

No estado do Amazonas, em 2002, as últimas restrições diziam respeito à modalidade de transporte deste energético, uma vez que o governo do Amazonas havia optado pela utilização das vias fluviais, tendo firmado, inclusive, uma sociedade com uma empresa estrangeira com esta finalidade. Rompida esta sociedade, por alegação de descumprimento contratual por parte do sócio estrangeiro, o governo estadual retirou, em 2003, as restrições que existiam com relação ao transporte por gasoduto. A instalação do gasoduto Coari-Manaus, entretanto, passou por avaliação, por parte do Instituto de Proteção Ambiental do Estado do Amazonas (IPAAM), do Estudo Prévio de Impacto Ambiental (EPIA, 2003) e de seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA, 2003), elaborados com vistas à emissão da Licença de Instalação deste empreendimento. Essa licença foi emitida no ano de 2004.

A reestruturação da composição acionária da Companhia de Gás do Amazonas (CIGÁS), empresa responsável pela distribuição do gás natural no estado do Amazonas, permitiu vislumbrar a perspectiva de utilização deste energético para geração de energia elétrica no sistema Manaus em um horizonte de curto prazo (2010). Entretanto, para que isso se viabilizasse, foi necessário superar os impasses ambientais que existiam com relação à construção do gasoduto Coari-Manaus, e fazer evoluir paralelamente as tratativas para elaboração e assinatura dos contratos de fornecimento do gás natural com a concessionária Manaus Energia. Assim, em junho de 2006, foi celebrado o contrato de compra e venda de gás natural entre as empresas CIGÁS e a Manaus Energia, para um período de 20 anos, com um preço de R\$ 13,66 / MMBTU (R\$ 20,75 / MMBTU em dez/2008, incluindo os impostos) e cláusulas “Take-or-Pay” e “Ship-or-Pay” (CIGÁS, 2006).

No estado do Amazonas, a Petrobras explora e produz petróleo e gás na Bacia do Solimões, na província do Rio Urucu, no município de Coari (AM), a 650 km de Manaus. Atualmente, tanto o petróleo quanto o gás de cozinha são escoados de Urucu através de dois dutos com 280 km de extensão, cada um, até o “Terminal Solimões”, na margem direita do rio Solimões, onde são embarcados em navios petroleiros e transportados para a Refinaria de Manaus. O gás natural produzido em Urucu, hoje em volumes superiores a 7 milhões de metros cúbicos por dia, vem sendo reinjetado em seu local de origem, aguardando a construção de gasodutos que permitam seu escoamento, quais sejam: gasoduto Urucu – Porto Velho, para atendimento ao pólo de geração termelétrica de Rondônia, em torno de 400 MW, que contempla ainda a extensão de linhas de transmissão para a cidade de Rio Branco (AC) e para a região Sudeste do Estado; e o gasoduto Coari – Manaus, para atendimento ao parque térmico do Sistema Manaus, com uma potência inicial estimada em 700 MW, conforme ilustrado na Figura 6.9.



**Figura 6.9 – Aproveitamento termelétrico do gás natural da bacia do rio Solimões.**

Fonte: Petrobras, 2008.

### 6.3.1 Justificativa do Empreendimento

Desde o final da década de 70, com as descobertas de gás natural na bacia do rio Juruá, a sociedade brasileira vem sendo contemplada com notícias de importantes reservas deste combustível nobre na Região Amazônica. A partir desse período, a Petrobras iniciou uma série de sondagens para estudar estas jazidas de petróleo e gás. Em julho de 1986 foram descobertos indícios de petróleo, associados a outra grande reserva de gás natural, desta vez próxima às cabeceiras do rio Uruca. A possibilidade de escoar o petróleo, diferente do que acontecia com o gás natural, foi suficiente para que a Petrobras decidisse pela sua produção na região, abrindo caminho para a produção do gás natural.

Com o aumento da produção de petróleo, a empresa decidiu iniciar um importante projeto de escoamento da produção até as margens do rio Solimões, construindo um oleoduto e um gasoduto de 280 km de extensão, potencializando suas reservas e prospectando volumes de gás natural compatíveis com o atendimento dos mercados da região Norte, ainda hoje abastecidos em sua geração de energia por óleo diesel e óleos combustíveis, mais caros e mais poluentes que o gás natural da província de Urucu.

Estima-se que, a partir da construção do gasoduto Coari - Manaus, a atual dependência externa de combustíveis líquidos no Brasil poderá ter uma redução de no mínimo 10 mil barris por dia, que é o consumo médio das usinas da Manaus Energia, contribuindo assim na busca da autossuficiência em petróleo, que sinaliza uma redução de no mínimo 40% no custo de combustível necessário para gerar a mesma quantidade de energia elétrica. Assim, a substituição de derivados de petróleo pelo gás natural nas termelétricas de Manaus e nos demais municípios contemplados pela rota do gasoduto proporcionará vantagens econômicas, ambientais e financeiras imediatas, não só para o estado do Amazonas, mas para toda a sociedade brasileira.

Com relação à segurança operacional, por ser muito mais leve que o ar, o gás natural se dissipa rapidamente, em um processo rápido de dispersão na atmosfera. Além disso, sua ignição se dá a temperaturas muito mais altas que os outros combustíveis. Essas propriedades do gás natural recomendam a sua utilização como combustível tanto sob o aspecto de segurança quanto sob o aspecto ambiental, além de favorecer o transporte através de dutos. Devido à sua composição predominante de hidrocarbonetos leves e ainda por ser um gás, não precisa ser atomizado para queimar, resultando em uma combustão com reduzida emissão de poluentes e melhor rendimento térmico. Assim, além de poluir menos que os demais combustíveis fósseis, também aumenta o período de vida útil e reduz os gastos com a manutenção dos equipamentos.

O potencial de reservas de gás natural da bacia do Solimões, estimado em 130 bilhões de metros cúbicos, é suficiente para pelo menos 30 anos de atendimento de toda a região, isto sem contar com o esforço exploratório adicional que advém da abertura do mercado, tornando possível vislumbrar outras possíveis descobertas de gás natural, oriundas, por exemplo, dos estudos que estão sendo desenvolvidos pela Petrobras no município de Silves (AM).

Nesse cenário, a difusão do gás natural na região abre a possibilidade de investimentos das mais variadas ordens, utilizando-o como matéria-prima para indústria química pesada e como fonte energética para abastecimento industrial, comercial, residencial, na área de transportes e outros, além da perspectiva para o estabelecimento de uma rede de fibra ótica paralela, interligando, com alta tecnologia de informação, os municípios que se encontram na rota do empreendimento.

Finalmente, por conta da dificuldade crescente que a Petrobras encontra para a

separação de fases entre o petróleo e o gás natural associados na província de Urucu, a reinjeção continuada do gás nos reservatórios, sem sua efetiva utilização nos mercados consumidores, está sendo levada a restringir cada vez mais a produção de petróleo dos campos daquela Província. Segundo a Petrobras esta queda na produção de petróleo, que é normalmente esperada ao longo dos anos e que ocorreria em proporções menores caso o gás natural fosse direcionado ao mercado consumidor, tem implicações que afetam diretamente a arrecadação do estado do Amazonas e de alguns municípios. Sem a saída do gás para as cidades, é certo que está havendo uma redução antecipada na arrecadação de *royalties*, participações especiais e ICMS do petróleo, tanto para o Estado como para os municípios. No caso específico de Coari, onde estes recursos conduzem a cidade a uma posição privilegiada e com grande expectativa de franco desenvolvimento, a redução antecipada de arrecadação nos últimos anos tem dificultado o projeto social e econômico de toda a população e de seus administradores.

### **6.3.2 Características Principais do Gasoduto Urucu – Porto Velho**

O empreendimento consiste na construção de aproximadamente 522 km de gasoduto visando transportar gás natural desde a área de produção do Pólo Arara, na região do Rio Urucu, no município de Coari (AM), até o Parque Termelétrico da cidade de Porto Velho (RO), próximo à Rodovia BR 364, com um investimento total estimado em US\$ 300 milhões. O percurso do gasoduto atravessará os municípios de Coari, Tapauá e Canutama no estado do Amazonas, até as Usinas Termo-Norte I e II, em Porto Velho.

Todo o trajeto será em terreno típico da Região Amazônica, sem grandes elevações, mas com constantes mudanças de relevo. O gasoduto atravessará a grande área inundada do rio Purus em sua maior extensão. O restante do trajeto se desenvolverá em áreas pouco inundáveis, salvo nas imediações das travessias dos rios Purus e Madeira. Nas áreas do traçado do gasoduto não ocorrem formações rochosas e, portanto, não deverão ocorrer desmontes de rochas, que normalmente são características de outras regiões do país, onde já foram construídos gasodutos com a participação da Petrobras. O gasoduto terá um diâmetro de 35,6 cm (14”), com espessuras de 5,56 mm, 7,4 mm, 7,93 mm e 9,53 mm, cujas aplicações serão dependentes das condições das áreas da rota traçada, pois em áreas alagadas, travessia de rios e estradas, as especificações indicam paredes mais espessas para o duto.

O gasoduto Urucu - Porto Velho será enterrado em toda sua extensão de 522,2 km. A vala de recebimento do duto deverá ser aberta com profundidade suficiente para assegurar a cobertura mínima da tubulação com 1,0 m em relação ao nível da pista, exceto nas regiões onde houver culturas temporárias mecanizadas, nas quais a cobertura mínima da tubulação a ser garantida deverá ser de 1,5 m. Na travessia de qualquer curso d'água, a vala deverá ser aberta de modo a assegurar uma cobertura mínima da tubulação com 1,5 m em relação ao leito original do curso d'água. O mesmo deverá ser observado na travessia de estradas e rodovias, ou seja, a garantia de cobertura mínima do duto de 1,5 m em relação ao leito da estrada. Na travessia dos rios Purus e Madeira, onde deverá ser usada a tecnologia de furo direcional, a profundidade será de 6,0 m abaixo da maior cota do fundo da calha principal do rio referenciada ao nível d'água, na secção de passagem (GASPETRO, 2001).

No trajeto do gasoduto existirá uma estação de limitação de pressão, a qual se situará nas imediações do cruzamento com a Rodovia Transamazônica (BR 230), de forma a manter a pressão na chegada do *citygate* de Porto Velho nos níveis usualmente adotados para gasodutos, ou seja, com pressão manométrica mínima do *citygate* de 50 kgf/cm<sup>2</sup>. Na saída da estação do Pólo Arara em Urucu, os níveis de pressão deverão ser de 100 kgf/cm<sup>2</sup> para vazão de 1.900.000 m<sup>3</sup>/dia, 112 kgf/cm<sup>2</sup> para vazão de 2.160.000 m<sup>3</sup>/dia e 120 kgf/cm<sup>2</sup> para vazão de 2.350.000 m<sup>3</sup>/dia.

### **6.3.3 Características Principais do Gasoduto Coari – Manaus**

O gasoduto principal que está em fase final de construção, com cerca de 400 km de extensão, será destinado a transportar gás natural desde o Terminal Solimões, em Coari, até a Refinaria de Manaus. O gasoduto tem origem no município de Coari e atravessa os municípios de Codajás, Anori, Anamã, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba, todos no estado do Amazonas, até chegar a Manaus, requerendo um investimento total da ordem de US\$ 1.5 bilhão. Nos 237 km iniciais o gasoduto tem um diâmetro de 56 cm (22") e espessura de 9,52 mm, e nos 160 km restantes um diâmetro de 51 cm (20") e espessura de 8,74 mm. A vazão com que o gás será escoado poderá ser de aproximadamente 10.500.000 m<sup>3</sup>/dia, para um mercado previsto de 5.500.000 m<sup>3</sup>/dia em Manaus (SAUER, 2003).

O projeto indica que o gasoduto foi enterrado em quase toda a sua extensão, com uma cobertura mínima de 1,2 m. Para a travessia de igarapés, lagos e pequenos rios foi adotada uma cobertura mínima de 1,5 m. Especificamente nos rios Solimões e Badajós a travessia foi

através de furo direcional, que consiste em passar o tubo por baixo do leito do rio, a uma profundidade de 8 m. Somente em casos excepcionais foi permitida a execução de cortes no terreno ao longo da faixa de domínio (faixa por onde passa o gasoduto) e, sempre que possível, o perfil original foi restaurado.

Como toda grande obra, com esta característica estrutural, a implementação do gasoduto Coari – Manaus implicou, inevitavelmente, em perturbações ambientais variadas, principalmente durante as fases de preparação e construção, diminuindo substancialmente na fase de operação. Com isto, fez-se necessário a análise desses impactos e a definição de respectivas medidas mitigadoras e compensatórias de caráter geral que visassem inserir o empreendimento em um contexto de desenvolvimento regional sustentável.

Quanto aos pontos de fornecimento do gás (*citygates*) para atendimento da demanda da cidade de Manaus, os mesmos serão instalados junto à Refinaria de Manaus (REMAN), à UTE Mauá e à UTE Aparecida, onde serão medidas as parcelas do gás natural que serão transferidos da transportadora para a distribuidora de gás natural, que no caso será a Companhia de Gás do Estado do Amazonas S.A. (CIGÁS). Para os demais municípios localizados na rota do gasoduto, incluindo Coari, outros pontos de fornecimento de gás serão instalados, em parceria com a empresa CIGÁS, conforme ilustrado na Figura 6.10.





Manaus e Macapá, planejadas para serem regiões de Zona Franca, ainda apresentam fortes restrições de disponibilidade de energia, requerendo soluções de curto e médio prazo, principalmente para a capital do estado do Amazonas.

O porto da cidade de Itacoatiara (AM), uma obra de porte digno de um país de dimensões continentais, foi concretizado e hoje é caminho de exportação, em especial de grãos, tendo sido decisivo na alavancagem recente que houve na economia brasileira. Este porto tem influenciado, por conseguinte, a economia das cidades vizinhas ao longo das margens do rio Amazonas. Destaque-se, também, a cidade de Parintins (AM), com sua festa tradicional, que se tornou conhecida até no exterior, passando a ser um grande pólo de turismo, com desdobramentos na economia da região.

Nos últimos anos a Eletronorte adquiriu bastante experiência com os sistemas de transmissão nas tensões de 230 e 138 kV que levam energia da UHE Tucuruí para a área oeste do Pará, até as margens do rio Tapajós, no município de Itaituba, vencendo as adversidades da natureza (floresta e rios). Por tudo isso, acredita-se que este é o momento propício, se não tardio, para a construção da interligação elétrica UHE Tucuruí – Macapá – Manaus.

Além dessa linha de transmissão (Tucuruí – Macapá – Manaus), o sistema elétrico brasileiro será contemplado, no curto e médio prazo, com dois grandes aproveitamentos dos recursos naturais da Região Amazônica, com dois projetos importantes em andamento no estado de Rondônia, as hidrelétricas de Jirau com potência de 3.300 MW, cujo leilão ocorreu em maio/2008, tendo como vencedor o Consórcio Energia Sustentável, capitaneado pela empresa franco-belga Suez, formado pelas empresas Suez (50,1%); Camargo Correa (9,9%); Eletrosul (20%) e Chesf (20%); com investimentos orçados em cerca de R\$ 9 bilhões (US\$ 4.5 bilhões), e preço de venda de energia de R\$ 71,40/MWh (US\$ 35.70/MWh), e Santo Antônio com potência de 3.150 MW, cujo leilão ocorreu em dez/2007, tendo como vencedor o Consórcio Madeira Energia, formado pelas empresas Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda. (17,6%); Construtora Norberto Odebrecht S/A (1%); Andrade Gutierrez Participações S/A (12,4%); Cemig Geração e Transmissão S/A (10%); Furnas Centrais Elétricas S/A (39%) e Fundo de Investimentos e Participações Amazônia Energia – FIP – formado pelos bancos Banif e Santander (20%); com investimentos da ordem de R\$ 10 bilhões (US\$ 5 bilhões), e preço de venda de energia de R\$ 78,87/MWh (US\$ 39.44/MWh), que compõem o complexo hidrelétrico – CHE que está sendo construído no rio Madeira (RO), com potência total de 6.450 MW, que possibilita um cenário de planejamento para o projeto

de construção de uma linha de transmissão em 500 kV integrando o sistema de transmissão associado ao CHE do Madeira ao sistema elétrico de Manaus; e aproveitamento hidroelétrico – AHE de Belo Monte, localizado no rio Xingu, no estado do Pará, com potência total de 11.233 MW, cujos procedimentos para a licitação da construção da usina, se encontram em fase final, com previsão de realização do leilão da usina para o primeiro semestre do ano de 2010. Estima-se que a usina exigirá investimentos da ordem de R\$ 20 bilhões (US\$ 10 bilhões).

São dois aproveitamentos fundamentais para a matriz energética brasileira que fornecerão energia limpa e permitirão novas oportunidades de desenvolvimento nessa imensa região do território brasileiro. Além desses empreendimentos, a Eletrobrás está estudando o aproveitamento do Complexo do Tapajós, no rio Tapajós, no estado do Pará, que inclui cinco usinas hidrelétricas com capacidade total estimada em 10.682 MW.

O primeiro aproveitamento do Rio Tapajós será São Luiz do Tapajós (6.133 MW), que poderá ser licitado a partir de 2010. Atualmente o projeto, assim como os demais do rio Tapajós, está em fase de elaboração do projeto básico. A etapa seguinte é a elaboração do EIA/RIMA, para solicitação de licença ambiental junto ao IBAMA. A ideia é obter a licença prévia de todos os empreendimentos ao mesmo tempo e deixá-los à disposição da EPE para licitação.

Os outros quatro projetos também devem ser licitados à medida que o mercado demandar. Além de São Luiz do Tapajós, o complexo é formado também pelas UHEs Jatobá (2.338 MW), Cachoeira do Caú (802 MW), Jamaxim (881 MW) e Cachoeira dos Patos (528 MW). As usinas do complexo serão construídas em regime de usinas plataforma. Isso significa que não haverá grandes canteiros de obras. O sistema se inspira no regime de trabalho de funcionários de plataformas de petróleo. A Eletrobrás espera que as cinco usinas do Complexo Tapajós estejam prontas para serem licitadas a partir do final de 2010. As usinas possuem capacidade instalada total de 10.682 MW. A expectativa da Eletrobrás é de a primeira usina a ser leiloada seja a maior delas, de São Luiz do Tapajós, com potência de 6.133 MW.

No entanto, até a presente data, o planejamento energético brasileiro contemplou apenas o atendimento ao Sistema Manaus com a interconexão elétrica Tucuruí – Macapá – Manaus, que possibilitará a ligação desse sistema elétrico à rede básica de transmissão do

Sistema Interligado Nacional – SIN e o aproveitamento do gás natural da província de Urucu, no município de Coari (AM), para as máquinas térmicas que serão convertidas no parque gerador de Manaus para a utilização desse energético para geração da ordem de 530 MW, em função do volume de gás disponibilizado e contratado. Nesse cenário, o Sistema Manaus ficará conectado à rede básica de transmissão do SIN de forma radical, através apenas da LT Tucuruí – Macapá – Manaus, o que não apresenta um arranjo que possibilite garantir a melhoria na segurança do suprimento de energia elétrica aos consumidores da cidade de Manaus, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável.

Assim, a implantação desses empreendimentos não será suficiente para viabilizar a devida segurança no suprimento e o negócio de energia elétrica no estado do Amazonas no horizonte de médio e longo prazo, o que sinaliza a necessidade de um planejamento elétrico que contemple outras perspectivas de atendimento ao mercado consumidor, buscando uma solução estrutural para esse negócio no Amazonas, sob risco de ser necessário complementar o atendimento a esse mercado com geração térmica com derivados de petróleo, já no médio prazo.

#### **6.4.1 Estudos de Mercado**

A disponibilidade de energia elétrica é uma variável ao mesmo tempo dependente e indutiva do desenvolvimento de uma comunidade. Portanto, se reporta ao universo das relações socioeconômicas, pois, a cada nível de demanda está associado um contexto socioeconômico que o determina e este, por sua vez, se encontra condicionado pela oferta de energia.

Assim sendo, a previsão da demanda de energia elétrica é o ponto de partida para o planejamento da oferta e conseqüentemente para a definição dos investimentos a serem realizados. São explicitados, a seguir, os contextos das previsões adotadas para os estudos das interligações Tucuruí – Macapá – Manaus e Porto-Velho – Manaus, considerando os requisitos totais de energia e demanda – ciclo 2009 – Sistema Amazonas, apresentados nas Tabelas D.1 e D.2 do Anexo D (cenário 2017 – 2027).

## **6.4.2 Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus**

A interligação Tucuruí – Macapá – Manaus é um sistema de transmissão concebido dentro de um contexto de desenvolvimento regional, uma vez que estará interligando não só o estado do Amazonas, como também o estado do Amapá e diversas localidades do estado do Pará situadas na margem esquerda do rio Amazonas, possibilitando um impulso decisivo à dinâmica social e econômico de toda esta região (GCPS, 2002; ELETRONORTE, 2003).

### **6.4.2.1 Composição do Mercado**

Foram levantadas as cargas potenciais mais significativas dos estados do Amazonas, Pará e Amapá, considerando-se qualquer ponto de travessia do rio Amazonas.

Como premissa deste estudo, foi contemplado o atendimento à capital do Estado, Manaus, a toda a carga ligada à Amazonas Distribuidora de Energia, distribuidora estadual de energia, com inclusão do atendimento às localidades de Itacoatiara, Urucará, Itapiranga, Rio Preto da Eva, Silves e São Sebastião do Uatumã. Estas localidades são atendidas atualmente por geração térmica local, e sem previsão de conexão elétrica ao Sistema Elétrico de Manaus.

Foram consideradas na composição do mercado da margem esquerda do rio Amazonas, no estado do Pará, as localidades de Alenquer, Almeirim, Curuá, Faro, Monte Alegre, Óbidos, Juruti, Oriximiná, Prainha e Terra Santa, mais as cargas industriais da Jarcel - Jari Celulose S.A. e da CADAM - Caulim da Amazônia S.A.

Foi contemplado, além da capital Macapá, o atendimento a toda carga do estado do Amapá já atendida com energia elétrica fornecida pela Eletronorte, como também a previsão de atendimento da região Sul do Estado, com destaque para a cidade de Laranjal do Jarí.

### **6.4.2.2 População Beneficiada**

Nas Tabelas 6.2 e 6.3 estão apresentadas a população total da região de influência da interligação elétrica Tucuruí – Macapá - Manaus e a população que receberá o benefício da energia elétrica do empreendimento, respectivamente. Na Tabela 6.4 está indicado o percentual da população beneficiada a partir de 2012 - data provável do início de operação da interligação, considerando que os contratos para a execução do projeto foram assinados em outubro de 2008, como resultado do leilão nº 004/2008 da Agência Nacional de Energia

Elétrica – ANEEL, realizado no dia 27 de junho de 2008 na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, composto pelos lotes A, B e C, que fazem parte dessa linha que interligará grande parte do Sistema Elétrico Isolado à rede básica nacional de transmissão. O lote A, arrematado pela Isolux, é formado pelas LTs Tucuruí – Xingu – Jurupari (PA), circuito em 500 kV, e as subestações Xingu (500 kV) e Jurupari (500/230 kV). O lote B, também adquirido pela Isolux, compreende as LTs Oriximiná – Jurupari (PA), em 500 kV; Jurupari (PA) – Laranjal (AP), em 230 kV; e Laranjal – Macapá (AP), em 230 kV, mais as subestações Macapá (230/69 kV), Laranjal (230/69 kV) e Oriximiná (500/138 kV). Já o lote C, Oriximiná (PA) – Itacoatiara – Cariri (AM) e subestação Cariri – foi arrematado pelo Consócio Amazonas, formado por Eletronorte (30%), Chesf (19,5%), Abengoa Concessões Brasil Holding (50,5%). O linhão, de 1.829 quilômetros de extensão total, tem previsão de operar comercialmente em 36 meses, gerando ao todo cerca de 20,7 mil empregos. Percebe-se que, naquela data, o percentual da população atendida será da ordem de 87,6%, chegando a 95% em 2017, contribuindo de modo decisivo para o programa de universalização de energia elétrica na região.

**Tabela 6.2 - População da Região Amazônica**

<i>Estado/Ano</i>	<i>2007</i>	<i>2012</i>	<i>2017</i>
Pará - Margem Esquerda	351.590	383.901	413.294
Manaus	1.646.602	1.829.704	1.996.505
Amazonas - Margem Esquerda	151.333	168.161	183.491
Amapá	395.506	457.956	514.870
<b>Total</b>	<b>2.545.031</b>	<b>2.839.722</b>	<b>3.108.160</b>

Fonte: IBGE, 2007.

**Tabela 6.3 - Projeção da população beneficiada com a interligação na margem esquerda do rio Amazonas**

<i>Estado/Ano</i>	<i>2007</i>	<i>2012</i>	<i>2017</i>
Pará - Margem Esquerda	270.373	329.003	380.644
Manaus	1.580.738	1.774.813	1.978.537
Amazonas - Margem Esquerda	116.072	154.540	181.840
Amapá	276.063	394.300	482.433
<b>Total</b>	<b>2.243.246</b>	<b>2.652.656</b>	<b>3.023.454</b>

Fonte: IBGE/Eletronorte, 2008.

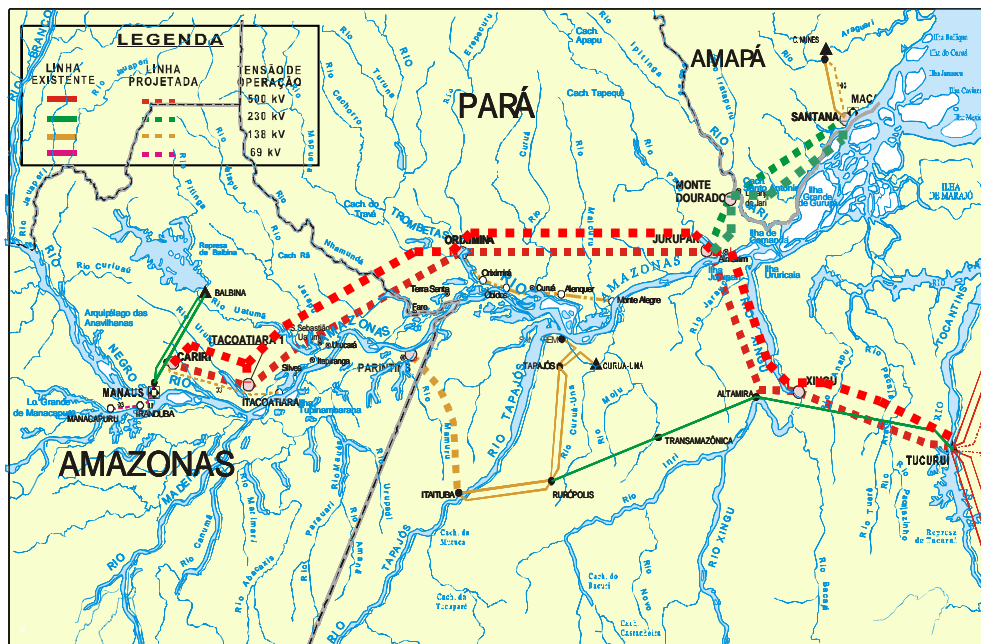
**Tabela 6.4 – Porcentagem da população beneficiada com a interligação na margem esquerda do rio Amazonas**

<i>Estado/Ano</i>	<i>2007</i>	<i>2012</i>	<i>2017</i>
Pará	77	86	92
Amazonas	77	92	99
Amapá	70	86	94
<b>Total</b>	<b>77</b>	<b>88</b>	<b>95</b>

Fonte: Eletronorte, 2008.

### 6.4.2.3 Características Preliminares da Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus

A alternativa para o sistema de transmissão proposto é detalhada no Anexo B, que apresenta as informações básicas das linhas de transmissão, subestações e equipamentos associados a esse empreendimento. Na Figura 6.11 é mostrado o mapa eletrogeográfico da rota da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, em circuito duplo, envolvendo um nível de tensão de 500 kV no percurso Tucuruí - Manaus, com uma extensão de cerca de 1.500 km, e tensão de 230 kV para suprimento à cidade de Macapá, em uma derivação com aproximadamente 330 km, com extensão total da ordem de 1.830 km de linhas de transmissão que vão conectar esses sistemas elétricos.



**Figura 6.11 – Mapa eletrogeográfico da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus**

Fonte: Eletronorte, 2008.

A travessia do rio Amazonas, ponto técnico mais relevante do projeto, será feita por via aérea. Para essa avaliação considerou-se uma travessia aérea e o local escolhido foi o mesmo indicado em estudos anteriores, ou seja, através da ilha de Jurupari (PA). Nesse local, a ilha divide o rio Amazonas em dois vãos de aproximadamente 1.750 m e 2.100 m de largura. As tecnologias atuais permitem a construção de linhas de transmissão capazes de vencer vãos de até 2.500 m de extensão.

Vale ressaltar que o Complexo Hidrelétrico (CHE) de Belo Monte, no rio Xingu, previsto para 11.233 MW, também no estado do Pará, foi idealizado prevendo-se um sistema de transmissão associado para suprir as regiões Norte, Nordeste e Sudeste. O trecho da LT Tucuruí-Manaus entre os municípios de Altamira e Tucuruí constituirá, portanto, uma antecipação de parte do sistema de transmissão que escoará a energia do CHE de Belo Monte para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A implantação da LT Tucuruí – Macapá – Manaus permitirá um intercâmbio médio na faixa de 1.000 – 1.200 MW entre o Sistema Manaus e o SIN, e uma disponibilidade de transmissão de 400 MW para o sistema Amapá.

Na Tabela B.1 do Anexo B estão apresentados os investimentos necessários para a implantação da LT Tucuruí – Macapá – Manaus, que são da ordem de R\$ 3,0 bilhões (US\$ 1.53 bilhão), conforme resultado do leilão nº 004/2008 da ANEEL. Em contrapartida, o projeto apresenta vários benefícios, sendo o mais significativo economicamente aquele que proporciona economia em geração termelétrica evitada. Essa economia é caracterizada pelo investimento evitado na implantação de um parque gerador termelétrico, na operação e manutenção evitadas deste parque e no consumo de combustível evitado. Somente o valor previsto para ser desembolsado, no ano de 2009, pela CCC-Isol para cobertura das despesas com o consumo de combustíveis derivados do petróleo para geração de energia elétrica no sistema Manaus é superior a R\$ 2,0 bilhões (ELETROBRÁS, 2009), ou seja, aproximadamente US\$ 1.0 bilhão considerando-se uma taxa de câmbio correspondente a US\$ 1.00 = R\$ 2,00 (junho/2009).

#### **6.4.3 Interligação Porto Velho – Manaus**

Com a implantação do Complexo Hidroelétrico do Madeira (6.450 MW), que contempla as usinas de Santo Antonio e Jirau, no estado de Rondônia, previsto para iniciar a operação das primeiras unidades geradoras a partir do ano de 2012, e a recuperação da rodovia federal BR-319, com extensão de 877 km, que liga as cidades de Porto Velho (RO) e

Manaus (AM), a construção de uma Linha de Transmissão em 500 kV, em circuito duplo, interligando o CHE do rio Madeira ao Sistema Manaus, se torna estratégica para o atendimento das necessidades do negócio de energia do estado do Amazonas a médio e longo prazo, sendo fundamental do ponto de vista da segurança do suprimento, além dos benefícios associados ao desenvolvimento da região Sudoeste do Estado.

#### 6.4.3.1 Composição do Mercado

Além de Manaus, foram levantadas as cargas potenciais mais significativas dos municípios que estão situados na área de influência da rodovia federal BR-319 (Porto Velho – Manaus), que poderão ser atendidas com a interligação Porto Velho – Manaus, quais sejam: Humaitá, Manicoré, Canutama, Lábrea, Castanho, Manaquiri, Autazes e Careiro da Várzea. Estas localidades são atendidas atualmente por geração térmica local, a óleo diesel, e sem previsão de conexão elétrica a nenhum sistema elétrico da rede básica nacional.

#### 6.4.3.2 População Beneficiada

Na tabela 6.5 está apresentada a população total do estado do Amazonas que poderá ser contemplada com o benefício de energia elétrica da interligação Porto Velho – Manaus ao longo da BR-319.

**Tabela 6.5 – Projeção da população beneficiada com a interligação no estado do Amazonas**

<i>Município/Ano</i>	<i>2009</i>	<i>2012</i>	<i>2017</i>
Humaitá	40.735	48.983	66.607
Manicoré	46.773	52.878	64.874
Canutama	11.948	13.241	15.715
Lábrea	39.393	49.396	72.023
Castanho	32.638	37.815	48.332
Manaquiri	20.836	26.853	40.979
Autazes	31.774	34.447	39.411
Careiro da Várzea	24.704	31.227	45.928
Manaus	1.738.641	1.832.649	2.000.759
<b>Total</b>	<b>1.987.442</b>	<b>2.127.489</b>	<b>2.394.628</b>

Fonte: IBGE, 2009

Segundo o plano anual de operação 2009 – sistemas isolados, estão projetadas, para os sistemas isolados com geração a óleo diesel dessas localidades, as seguintes cargas próprias para o ano de 2009: energia total anual de 132.800 MWh e demanda máxima de 24 MW, que

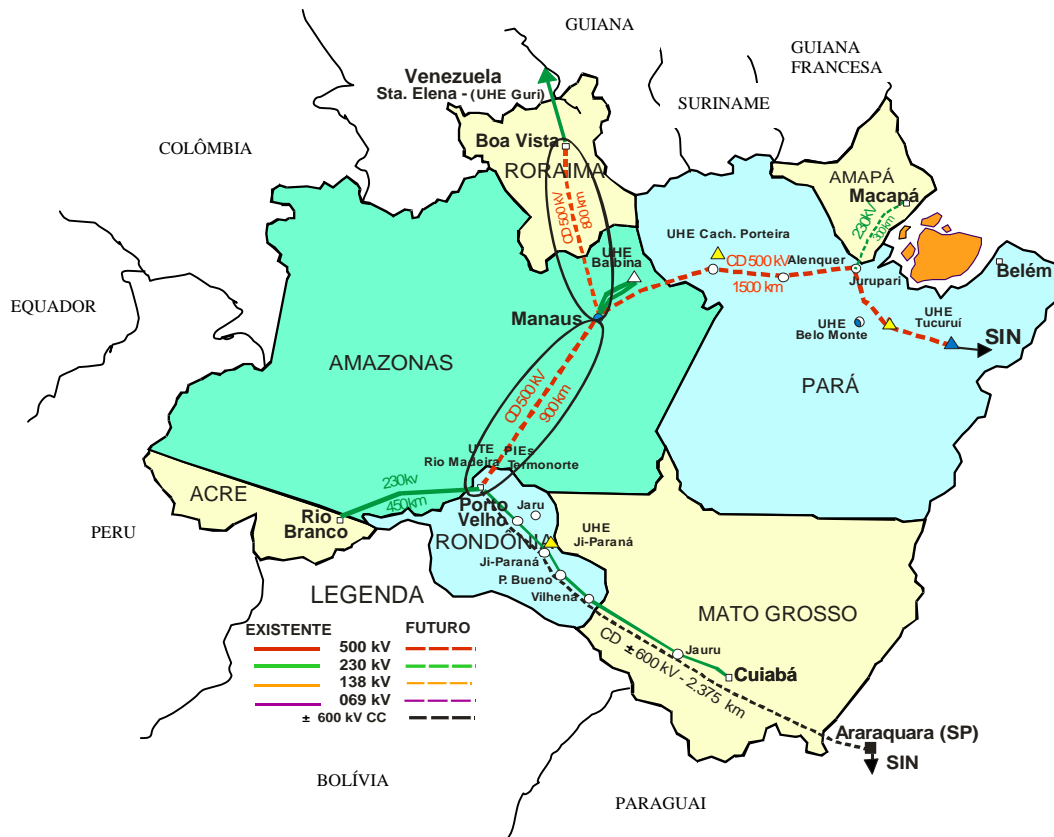


corresponde a aproximadamente 15% do mercado de energia elétrica do interior do estado do Amazonas, e tem um custo estimado da ordem de R\$ 90 milhões, somente para o ano de 2009, com a aquisição de combustível para a geração de energia elétrica nesses municípios.

Nesse contexto, a proposta de implantação de uma linha de transmissão em 500 kV, com aproximadamente 900 km de extensão, em circuito duplo, interligando o Complexo Hidroelétrico do Madeira (6.450 MW), no estado de Rondônia, com o Sistema Manaus proporcionará, além do atendimento a essas comunidades, a devida segurança no suprimento a esse mercado, atendendo à condição n-1, com o fechamento em anel integrado ao Sistema Interligado Nacional – SIN, e a consolidação da viabilidade econômico-financeira do negócio de energia no estado do Amazonas, com o atendimento à expansão do mercado, no médio e longo prazo, sem a necessidade de implantação de geração térmica, que utilizem derivados de petróleo para atender à necessidade complementar do mercado Manaus. Essa proposta possibilita ainda a interconexão elétrica, em 500 kV, circuito duplo, com a cidade de Boa Vista (RR), que poderá operar inicialmente na tensão de 230 kV, que atualmente é atendida em circuito radial através de um sistema de transmissão em 230/400 kV, com capacidade de 200 MW, interligando a subestação de Boa Vista no Brasil à subestação de El Guri, proveniente do complexo de Guri, na Venezuela. Essa Linha de Transmissão Manaus – Boa Vista colocaria o atendimento do Sistema Boa Vista também na condição n-1, garantindo maior segurança do suprimento da ordem de 1000 MW a esse mercado. E possibilitará, no futuro, o intercâmbio energético, em 500 kV, com os sistemas elétricos da Venezuela e/ou Guiana.

#### **6.4.3.3 Características Preliminares da Interligação Porto Velho – Manaus – Boa Vista**

A figura 6.12 mostra um mapa eletrogeográfico das rotas mais adequadas das interligações Porto Velho – Manaus e Manaus – Boa Vista, na tensão de 500 kW, circuito duplo, com extensões de aproximadamente 900 e 800 Km, respectivamente, com traçados paralelos às rodovias federais BR-319 (Manaus – Porto Velho) e BR-174 (Manaus – Boa Vista), bem como a perspectiva futura de interconexão elétrica da região Norte do país.



**Figura 6.12 – Perspectiva futura de interconexão elétrica da região Norte**  
 Fonte: Própria, 2009

A alternativa para o sistema de transmissão proposto é um traçado paralelo à rodovia federal BR-319, que possui uma extensão de 877 km, que liga as capitais Manaus (AM) e Porto-Velho (RO). A construção da BR-319 iniciou em 1968 e foi concluída em 1973. No entanto, após alguns anos, o trecho central (entre os km 250 e 655) se tornou intransitável, devido à falta de manutenção adequada, prejudicando o objetivo estratégico do empreendimento que é a integração regional através da ligação rodoviária do estado do Amazonas com o resto do país, e que assume caráter estratégico e de grande importância socioeconômica, constituindo-se numa opção modal para o transporte dos produtos produzidos no Pólo Industrial de Manaus (PIM), que passa a ter mais competitividade com a redução de custos e tempo (cinco dias, de São Paulo a Manaus) no processo produtivo, o que possibilitará o abastecimento dos mercados sem a necessidade de grandes estoques, com sensível redução do capital de giro nesse processo; além de abranger área de influência em mais de 30 municípios amazonenses, possibilitará a integração com importante corredor de transporte sul-americano ao ligar o Amazonas aos portos peruanos de Ilo e Matarani.

Dessa forma, o governo federal decidiu e iniciou a reconstrução da BR-319, com um custo estimado da ordem de 900 milhões de reais (US\$ 450 milhões). Deste valor, R\$ 655 milhões destinam-se à recuperação da rodovia e R\$ 245 milhões ao plano de proteção ambiental, que contempla 28 unidades de conservação e 21 programas ambientais. O Ministro dos Transportes estima concluir a obra até o final de 2011.

A travessia do rio Negro, ponto técnico mais relevante desse projeto, poderá ser feita por via aérea, utilizando a estrutura da ponte sobre o rio Negro que está sendo construída pelo governo estadual, com um comprimento total de 3.595 m, investimento total de R\$ 567 milhões, com previsão de conclusão das obras para o ano de 2010, que ligará a cidade de Manaus ao município de Iranduba (AM). A partir desse município, não há dificuldades técnicas que possam comprometer a viabilidade do projeto dessa Linha de Transmissão, que permitirá o fechamento em anel do Sistema Elétrico de Manaus.

Considerando o referencial de custos previstos para a construção da LT Tucuruí – Macapá – Manaus (Anexo B), os investimentos necessários para a implantação da LT Porto Velho – Manaus e subestações para atendimento aos municípios ao longo da BR-319 seriam da ordem de R\$1,5 bilhão (US\$ 750 milhões), ou seja, metade dos investimentos previstos para aquela LT, e com muito menos impacto ambiental. E os investimentos previstos para a LT Manaus – Boa Vista seriam da ordem de R\$ 860 milhões (US\$ 430 milhões). Na Tabela C.1 do Anexo C está apresentada a estimativa de custos para a construção do empreendimento LT Porto Velho – Manaus – Boa Vista.

Dessa forma, esses empreendimentos: LT Tucuruí – Macapá –Manaus e LT Porto Velho – Manaus – Boa Vista, com o fechamento do anel em Manaus, além de possibilitar a segurança do suprimento dos mercados consumidores atendidos por esses sistemas de transmissão, permite ainda a otimização energética com o aproveitamento da diversidade hidrológica entre os sistemas, bem como terá importância fundamental na possível integração energética com os países vizinhos da Amazônia brasileira como forma de otimizar os recursos, aumentar a confiabilidade da operação dos sistemas e promover o intercâmbio de energia com característica sazonal, permitindo uma maior exploração da diversidade hidrologia entre as regiões a partir da operação integrada dos sistemas elétricos.

Nesse contexto, registra-se o interesse da Eletrobrás no processo de fortalecimento da internacionalização da empresa, que começou a estudar a viabilidade de construção de usinas

e linhas de transmissão no Peru, na Guiana, na Bolívia, na Venezuela e na Colômbia, ampliando o que já ocorre atualmente apenas com o negócio de importação de energia do Paraguai, da Argentina, da Venezuela e do Uruguai.

Com isso, entende-se que, vencidas as etapas de licenciamento e construção de empreendimentos dessa magnitude, em uma região de características específicas como a Amazônia, esses projetos são extremamente importantes para a verdadeira integração dessa sociedade que ainda convive com um forte sentimento de exclusão social, além de se caracterizarem como projetos fundamentais de integração energética na América Latina. As análises dessas alternativas de melhoria para atendimento ao Sistema Elétrico de Manaus são apresentadas no próximo capítulo.

## **CAPÍTULO 7**

### **O NEGÓCIO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO AMAZONAS**

O desafio de atender as necessidades de energia elétrica dos consumidores do estado do Amazonas, no horizonte de curto, médio e longo prazo, principalmente da cidade de Manaus, um dos principais mercados de energia da Região Amazônica, cuja estrutura de consumo é similar à estrutura do mercado brasileiro, devido ao perfil de consumo industrial (43%) do Pólo Industrial de Manaus – PIM, exige um planejamento energético para a expansão do sistema que contemple fundamentalmente: (i) o aumento da segurança de suprimento de energia elétrica; (ii) a compatibilização das condições técnico-econômicas dos empreendimentos energéticos com as demandas socioambientais; (iii) a busca do equilíbrio econômico-financeiro do negócio de energia elétrica; e (iv) a promoção da inserção social por meio dos programas de universalização de atendimento (MME, 2004).

Nesse contexto, as alternativas pesquisadas neste trabalho serão analisadas considerando o aspecto econômico-financeiro das expansões futuras em comparação com a matriz energética atual que atende ao Sistema Elétrico Isolado da cidade de Manaus.

#### **7.1 Análise das Alternativas de Suprimento ao Sistema Elétrico Manaus**

As peculiaridades da Amazônia, principalmente do Sistema Manaus, que apresenta os requisitos de mercado projetados para os próximos anos nas Tabelas 5.1 e 5.2, contemplando o horizonte decenal (2008-2017), bem como a situação operacional dos atuais sistemas de geração, transmissão e subtransmissão apontam para a necessidade de definição imediata de alternativas de solução estrutural para o suprimento de energia elétrica à cidade de Manaus e outras localidades da região, no horizonte de curto, médio e longo prazo (ELETRONORTE, 2008).

Nesse contexto, estão sendo implantadas duas opções, com soluções robustas e integradas, constituídas por dois projetos principais: a LT, em 500 kV, Tucuruí – Manaus, com uma derivação em 230 kV para o estado do Amapá, e o aproveitamento do gás natural da bacia do Solimões; para o atendimento ao mercado de energia elétrica das capitais Manaus e Macapá, e de diversos municípios a leste do Amazonas, oeste do Pará e sul do Amapá.

Para o estado do Amazonas a alternativa de interligar Tucuruí – Macapá – Manaus irá contemplar, além da capital Manaus, seis localidades na margem esquerda do rio Amazonas: Itacoatiara, Urucará, São Sebastião do Uatumã, Itapiranga, Silves, e Rio Preto da Eva, com uma população total estimada em 150 mil habitantes (IBGE, 2009) e um consumo equivalente a 20% do mercado de energia do interior do Estado. Quanto ao suprimento de gás natural, cujo projeto âncora para viabilização do empreendimento é a geração de energia elétrica em Manaus, haverá derivações secundárias no gasoduto para atender, em princípio, as sete localidades existentes ao longo do traçado principal, que são: Coari, Codajás, Anorí, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba, com uma população em torno de 230.000 habitantes, que corresponde a 25% do mercado atual da Amazonas Distribuidora de Energia – Interior.

Assim, os dois projetos são importantes para a consolidação da matriz energética da Região Amazônica, pois as economias obtidas com os custos evitados na aquisição de combustíveis derivados de petróleo para a geração termelétrica no ano 2009, somente em Manaus, são da ordem de R\$ 1,0 bilhão (US\$ 500 milhões), valor equivalente a 1/3 do custo total estimado do gasoduto e 1/4 do custo previsto para o sistema de transmissão Tucuruí – Macapá - Manaus, sinalizando que os investimentos totais dos dois empreendimentos seriam pagos (sem considerar os retornos sobre os investimentos) em torno de 5 anos de operação, para uma vida útil econômica dos projetos prevista para 30 anos.

Com todos esses benefícios, entende-se que as duas alternativas de melhorias para o suprimento energético são complementares e não excludentes, haja vista que apenas o mercado da cidade de Manaus registrou uma demanda superior a 1000 MW já no ano de 2009. No entanto, devido à conjuntura econômica do setor elétrico e os valores previstos para os investimentos da interligação – US\$ 1.53 bilhão e do gasoduto – US\$ 1.5 bilhão, bem como o tempo necessário de execução – 36 meses para cada projeto, entende-se que foi estratégico priorizar a construção do gasoduto Coari-Manaus e, em seguida, a interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.

No entanto, estes dois projetos não são suficientes para atender à condição de segurança de suprimento de energia elétrica e ao mercado projetado a partir de 2018 (sem considerar a utilização de combustíveis fósseis) para o Sistema Manaus, o que justifica o estudo e implantação do projeto de interconexão elétrica, através de um sistema de transmissão em 500 kV, interligando o Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira, no estado de Rondônia, ao Sistema Elétrico da cidade de Manaus, no horizonte de 2018.

A evolução dessas expansões estruturais para atendimento ao mercado de energia do sistema elétrico de Manaus, contemplando um horizonte de curto, médio e longo prazo, com interligações em 500 kV, através das linhas de transmissão Tucuruí – Manaus (2012) e Porto Velho – Manaus (2018), é apresentada no diagrama elétrico da Figura 7.1, que espelha a proposta de configuração desse sistema para os anos 2010, 2012 e 2018, indicando ainda os reforços complementares que devem ser implantados no futuro imediato, nas tensões de 69, 138 e 230 kV.

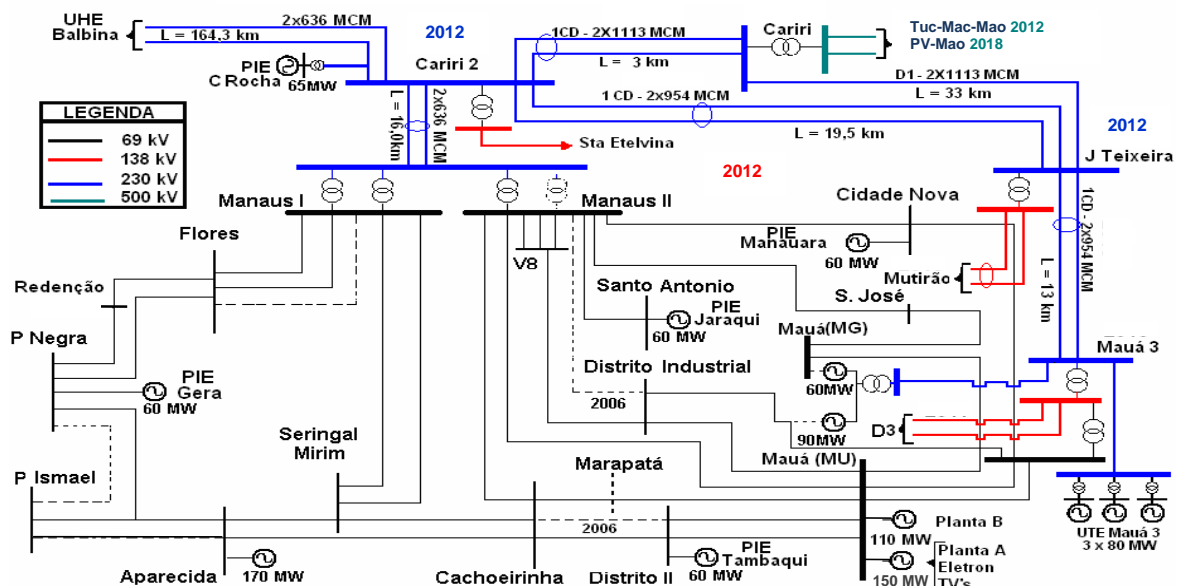


Figura 7.1 Diagrama elétrico do sistema elétrico Manaus – horizonte 2010/2012/2018

Esta perspectiva de atendimento ao Sistema Manaus possibilita a devida garantia de suprimento e segurança energética, com o critério de confiabilidade n-1, devido ao fechamento em anel elétrico desse sistema, bem como contribuir, em definitivo, para a inserção do estado do Amazonas no processo de integração nacional e estimulando um desenvolvimento econômico regional sustentado, beneficiando uma população superior a dois milhões de habitantes, melhorando os impactos econômicos e ambientais do negócio de energia no Estado, conforme análise a seguir.

Para análise dos impactos econômicos dos três projetos de melhorias estruturantes para o Sistema Manaus, serão considerados os dados da potência efetiva, preço dos combustíveis e geração de eletricidade projetados para os cenários estudados para atendimento ao mercado da cidade de Manaus com a implantação dos projetos de gás natural, de LT Tucuruí – Macapá – Manaus e da LT Porto Velho – Manaus. Na tabela 7.1 são

apresentadas as projeções anuais dos requisitos globais – ciclo 2008, elaboradas pela Eletronorte, para o Sistema Manaus.

**Tabela 7.1 - Projeções anuais dos requisitos globais – Sistema Manaus**

Descrição	Anos		
	2009	2012	2017
Geração Total	6.807.055	7.823.969	9.533.868
Geração Hidráulica UHE-Balbina (MWh)	795.840	795.840	795.840
Geração Térmica (MWh)	6.011.214	7.025.936	8.738.027
Demanda de Carga Própria (MWh/h)	1.056	1.228	1.538
MW médio	777,06	890,68	1.088,34

Fonte: Eletronorte, 2008

### 7.1.1 Implantação do Projeto Gás Natural

A substituição de combustíveis derivados de petróleo por gás natural prevista para o final do ano de 2010, nas plantas termoelétricas que serão convertidas, no sistema elétrico de Manaus, sinaliza grandes vantagens econômicas e ambientais para o estado do Amazonas e para toda a sociedade brasileira (FROTA e ROCHA, 2009). Nas tabelas 7.2 e 7.3 estão apresentados esses impactos econômicos e ambientais, respectivamente.



**Tabela 7.2 - Impactos econômicos com o uso do gás natural – cenário para 2010**

Usina	Preços Estimados dos Derivados de Petróleo (R\$/m <sup>3</sup> ) ou (R\$/t)	Preço Estimado do Gás Natural (R\$/m <sup>3</sup> )	Energia Estimada (MWh/ano)	Custo do Combustível - Derivados de Petróleo (R\$/ano)	Custo do Combustível - Gás Natural (R\$/ano)
Aparecida – Blocos I e II	1.776,20	0,69	1.142.110	676.412.930,00	182.737.600,00
Mauá – Bloco III	1.658,34	0,69	907.200	299.439.290,00	145.152.000,00
PIE MATTOS	1.415,14	0,69	525.600	154.708.576,00	84.096.000,00
PIE FRAN	1.415,14	0,69	525.600	154.708.576,00	84.096.000,00
PIE Rio Amazonas	1.415,14	0,69	525.600	164.938.517,00	84.096.000,00
PIE Manauara	1.415,14	0,69	525.600	154.708.576,00	84.096.000,00
PIE GERA	1.415,14	0,69	525.600	149.319.779,00	84.096.000,00
<b>TOTAL</b>			<b>4.677.610</b>	<b>1.754.236.244,00</b>	<b>748.369.600,00</b>
Custo Médio do Combustível (R\$/MWh)				375,00	160,00

Fonte: Própria a partir dos dados do GTON, 2009

O contrato de compra e venda de gás natural celebrado entre a Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS e a Manaus Energia, com cláusulas “take-or-pay” e “ship-or-pay” (CIGÁS, 2006), sinaliza um valor total estimado da ordem de R\$ 0,69 por metro cúbico de gás natural (R\$ 20,75/MMBTU) para o ano de 2010. Na Tabela 7.2 está apresentada a comparação dos preços médios calculados com a utilização de combustíveis derivados de petróleo e gás natural para as plantas térmicas que serão convertidas para a utilização deste energético. Considerando a simulação de geração de energia dessas plantas para o ano de 2010, data prevista para o início de operação com o energético gás natural, podemos verificar que a substituição de derivados de petróleo por gás natural, para gerar a mesma quantidade de

energia, representará um benefício econômico imediato para o setor elétrico brasileiro, com a expressiva redução, somente na aquisição de combustíveis fósseis para o Sistema Elétrico de Manaus, da ordem de R\$ 1,0 bilhão (US\$ 500 milhões) por ano, representando uma redução de aproximadamente 60% (sessenta por cento) no custo de combustível com a inclusão do gás natural na matriz energética da cidade de Manaus, beneficiando ainda todos os consumidores brasileiros que terão suas faturas de energia reduzida em torno 1% (um por cento) devido à redução dos subsídios da CCC-Isol. O valor total do investimento (US\$ 1.5 bilhão) é equivalente a três anos de custo evitado com a aquisição de combustíveis (diferença devida a substituição de derivados de petróleo por gás natural na geração de energia elétrica).

Quanto à análise dos impactos ambientais, o método IPCC – “Intergovernmental Panel on Climate Change” (IPCC, 2006) será usado para calcular as análises de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono, um dos principais responsáveis na composição dos gases de efeito estufa – GEE).

Na tabela 7.3 são apresentados os resultados de projeção da simulação de CO<sub>2</sub>, considerando um cenário para o ano de 2010, de como a redução de emissões de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono), um dos principais gases causadores do efeito estufa, poderá ser conseguida com a substituição de combustíveis derivados de petróleo por gás natural, nas plantas que serão convertidas no parque térmico de Manaus, para possibilitar a utilização do gás natural, na matriz energética do Sistema Elétrico Isolado da cidade de Manaus.

**Tabela 7.3 - Comparação de projeções das emissões e fator de emissões de CO<sub>2</sub> entre derivados de petróleo e gás natural – cenário simulado para 2010**

Usina	Energia Gerada Estimada (MWh)	Combustíveis Derivados de Petróleo			Gás Natural		
		Total de Combustível (Kg/ano),(t/ano)	Emissões Totais (tCO <sub>2</sub> /ano)	Fator de Emissão (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Total de Combustível (t/ano)	Emissões Totais de CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /ano)	Fator de Emissão (tCO <sub>2</sub> /ano)
<b>Aparecida - Blocos I e II</b>	1.142.110	277.270	866.469	0,759	275.022	740.359	0,648
<b>Mauá – Bloco III</b>	907.200	336.521	1.051.628	1,159	265.266	714.096	0,787
<b>PIE MATTOS</b>	525.600	109.325	341.641	0,650	79.366	213.653	0,407
<b>PIE FRAN</b>	525.600	109.325	341.641	0,650	79.366	213.653	0,407
<b>PIE Rio Amazonas</b>	525.600	107.588	336.213	0,640	79.366	213.653	0,407
<b>PIE Manauara</b>	525.600	109.850	343.281	0,653	79.366	213.653	0,407
<b>PIE GERA</b>	525.600	105.517	329.741	0,627	79.366	213.653	0,407
<b>TOTAL</b>	<b>4.677.318</b>	<b>1.045.546</b>	<b>3.610.614</b>	<b>0,772</b>	<b>937.118</b>	<b>2.522.720</b>	<b>0,539</b>
<b>Fator médio de emissão de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>/ano)</b>				<b>0,772</b>	<b>0,539</b>		

Nesta análise, podemos verificar que na situação considerada, projeção para o ano de 2010, para mesma energia gerada nas plantas, há uma redução nos níveis de emissões de CO<sub>2</sub> da ordem de 30% (1,1 Mt CO<sub>2</sub>) no processo de geração das usinas térmicas do Sistema Manaus que serão convertidos para utilização do gás natural em substituição aos combustíveis derivados de petróleo. A análise mostra ainda que os fatores de emissões de CO<sub>2</sub> calculados para cada tipo de combustível fóssil é menor para o gás natural que para os derivados de petróleo, apresentado um valor médio das plantas de 0,539 tCO<sub>2</sub>/MWh para o gás natural e um valor médio de 0,772 tCO<sub>2</sub>/MWh para os combustíveis derivados de petróleo, equivalente a uma redução média de 30%. Assim, esta análise mostra um importante impacto ambiental positivo para a geração térmica na cidade de Manaus com a introdução do gás natural na sua matriz energética.

### **7.1.2 Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus**

Tendo em vista que a previsão para o início da operação comercial da LT Tucuruí – Macapá – Manaus é para o mês de janeiro de 2012, está apresentada na Tabela 7.4 uma projeção, a valor presente, da simulação do custo total evitado com a aquisição de combustíveis fósseis derivados de petróleo para atendimento ao mercado da cidade de Manaus no ano de 2012, considerando as projeções anuais dos requisitos globais – ciclo 2008 para o Sistema Manaus (Tabela 5.1 e 5.2), bem como para o atendimento ao mercado das localidades de Itacoatiara, Rio Preto da Eva, Silves, Itapiranga, Urucará e São Sebastião do Uatumã, todas no estado do Amazonas, que também serão atendidas com a interligação Tucuruí – Macapá – Manaus. Para as projeções dos requisitos globais dessas localidades, foi considerada a série histórica de crescimento anual do mercado para o interior do estado do Amazonas, que está na ordem de 10 %; para o custo de combustível, foi considerado um limite de consumo específico médio de 0,334 l/kWh para os grupos motor-gerador existentes nessas localidades, conforme definido pela Eletrobrás (GTON, 2009).

**Tabela 7.4 - Custo evitado com a aquisição de combustíveis derivados de petróleo com a interligação Tucuruí – Macapá – Manaus – cenário 2012 - estado do Amazonas**

Descrição	Requisitos Globais	Custo Anual – Combustíveis Fósseis (R\$)	Custo Anual – Suprimento LT TUC-MAO (R\$)
Geração Total Projetada (MWh) - Manaus	7.823.969	—	—
Geração Hidráulica – UHE Balbina (MWh)	795.840	—	—
Geração Térmica – Gás Natural (MWh)	4.677.610	748.417.600,00	—
Geração Térmica – Derivados de Petróleo (MWh) – Manaus	2.350.519	881.444.625,00	—
Geração Térmica – Derivados de Petróleo (MWh) – Interior	56.262	37.583.016,00	—
Suprimento LT TUC – MAO (MWh) – Manaus	2.350.519	—	235.051.900,00
Suprimento LT TUC – MAO (MWh) – Interior	56.262	—	5.620.200,00
Demanda de Carga Própria (MWh/h) – Manaus	1.228	—	—
MW Médio - Manaus	890,68	—	—
<b>Custo Evitado (R\$) – Manaus</b>			<b>646.392.725,00</b>
<b>Custo Evitado (R\$) – Interior</b>			<b>31.962.816,00</b>
<b>Custo Evitado Total (R\$)</b>			<b>678.355.541,00</b>

Na Tabela 7.4 é apresentada a simulação da estimativa de custo evitado, a valor presente, com aquisição de combustíveis fósseis derivados de petróleo com a entrada em operação da Linha de Transmissão Tucuruí – Macapá – Manaus, na qual foi considerado um valor conservador para o preço da tarifa da ordem de R\$ 100,00/MWh para esse empreendimento. O custo evitado é da ordem de R\$ 678 milhões (US\$ 339 milhões) apenas para o ano de 2012, que seriam reduzidos dos subsídios da CCC, contribuindo conseqüentemente para a redução do custo de suprimento de energia e para a modicidade

tarifária para os consumidores do Sistema Manaus, beneficiando ainda todos os consumidores brasileiros com a redução desses subsídios da CCC-Isol.

Considerando as projeções de crescimento do mercado de energia elétrica (Tabela 5.1), os custos evitados, a valor presente, com a aquisição de óleo combustível, somente em Manaus para o período de 2012 a 2016 (cinco anos) seriam superiores ao US\$ 1.9 bilhão, valor equivalente a todo investimento previsto para o empreendimento. A análise considerou o cenário mais pessimista para o fluxo de energia da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus para o Sistema Manaus, pois se adotou como premissa a geração térmica plena a gás natural de todas as usinas que serão convertidas no parque térmico de Manaus.

### **7.1.3 Interligação Porto Velho – Manaus – Boa Vista**

A construção do gasoduto Coari-Manaus, prevista para concluir no final de 2010, e a implantação da Linha de Transmissão Tucuruí – Macapá – Manaus, prevista para o início do ano de 2012, são empreendimentos que estão em andamento visando melhorar o atendimento aos consumidores do Sistema Elétrico Isolado de Manaus, no curto e médio prazo. No entanto, esses projetos não oferecem a necessária segurança de suprimento a esse importante mercado de energia elétrica brasileira que será conectado ao Sistema Interligado Nacional – SIN de forma radial, sem atender ao critério de confiabilidade n-1.

Considerando ainda que a LT Tucuruí – Manaus em 500 kV terá uma extensão de aproximadamente a 1.500 km no trecho entre a UHE Tucuruí e a subestação receptiva de Cariri, na cidade de Manaus, com um traçado pioneiro sob floresta e rios da Região Amazônica, as preocupações quanto à confiabilidade da operação desse sistema de transmissão em 500 kV devem ser contemplados no planejamento energético da região. Ademais, a projeção de mercado de energia elétrica a partir do ano de 2022, utilizando o cenário de referência do mercado adotado no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2008/2017, para realizar a extensão do mercado (carga de energia e demanda) de 2018 até o ano de 2022, sinaliza risco de déficit devido atingir o limite máximo de capacidade do fluxo de intercâmbio da Linha de Transmissão Tucuruí – Manaus, de 1.000 a 1.200 MW médios entre os meses de julho a dezembro (período seco do SIN), quando as usinas hidrelétricas da região Norte geram menos energia devido às características hidrológicas da região.

Esse risco de déficit sinaliza a necessidade do aumento da participação de geração térmica, provavelmente, utilizando derivados de petróleo, se não forem descobertos e explorados novos campos de gás natural no estado do Amazonas, para atendimento ao Sistema Elétrico de Manaus, que é um energético cujo custo da energia gerada será de no mínimo o dobro da energia de origem hidráulica. Nesse cenário, pode dificultar os planos do setor elétrico brasileiro de expandir a integração energética do Brasil com os países amazônicos, devido à falta de um melhor corredor elétrico de transmissão na região.

Assim, a implantação de uma linha de transmissão entre as cidades de Porto Velho e Manaus (AM), em 500 kV, circuito duplo, com capacidade de transmissão da ordem de 2.000 MW, interligando o complexo do Rio Madeira e o Sistema Manaus permitirá os seguintes benefícios para o planejamento energético brasileiro:

- eliminação do uso de óleo diesel para a geração de energia elétrica em aproximadamente 15% do mercado de energia do interior do estado do Amazonas, que é composto por oito municípios ao longo da BR-319 (melhor traçado para a LT);
- segurança do suprimento aos mercados de Manaus e Boa Vista, com o fechamento do anel energético que será conectado com CHE do Madeira, visando atender ao critério de confiabilidade n-1;
- atendimento à expansão do mercado de energia elétrica projetado para a cidade de Manaus a partir do ano de 2018, sem a necessidade da utilização de geração térmica; e
- integração energética com os países que fazem fronteira com a Amazônia brasileira, com base na complementaridade hidrológica entre os respectivos sistemas elétricos.

Na Tabela 7.5 e na Tabela E.1 do Anexo E estão apresentadas as projeções das necessidades de expansão da oferta para os mercados da capital Manaus e dos municípios localizados ao longo da BR-319, no horizonte 2012-2018-2027, que foi realizado em consonância com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2008/2017, considerando a premissa de crescimento de mercado da ordem de 5% para o mercado de Manaus, compatível com a série histórica registrada para o Sistema Manaus e para o Sistema Interligado Nacional – SIN, e de 10% para o crescimento do mercado do interior do Estado.

**Tabela 7.5 - Projeções anuais do mercado de energia e custo evitado do Sistema Amazonas com a interligação Porto Velho – Manaus – cenário 2027**

Descrição	Ano			
	2012	2018	2022	2027
Geração Total (MWh)	7.823.969	10.010.561	12.167.900	15.529.650
Demanda de Carga Própria (MWh/h)	1.228	1.615	1.962	2.504
MW Médio	890,68	1.143,00	1.389,03	1.772,80
Geração Hidráulica – UHE Balbina (MWh/h)	90	90	90	90
Geração Térmica – Gás Natural (MWh/h)	530	0 – 530	0 – 530	0 – 530
Geração Térmica – Derivados de Petróleo (MWh/h)	—	—	142	684
Suprimento LT TUC – MAO (MW)	608	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)
Suprimento LT PV – MAO (MWh)-Interior	—	313.136	458.462	738.357
Suprimento LT PV – MAO (MW) - Interior	—	57	83	134
Suprimento LT PV – MAO (MW)	—	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)
<b>Custo Evitado (R\$) – Interior (LT PV - MAO)</b>	—	<b>156.568.000,00</b>	<b>229.231.000,00</b>	<b>369.178.500,00</b>
<b>Custo Evitado (R\$) – Manaus (LT PV – MAO) sem geração a gás natural</b>	—	<b>280.065.660,00 (530 MW/ 4.677.610 MWh)</b>	<b>280.065.660,00 (530 MW/ 4.677.610 MWh)</b>	<b>280.065.660,00 (530 W/ 4.677.610 MWh)</b>
<b>Custo Evitado (R\$) – Manaus (LT PV – MAO) sem geração com derivados de petróleo</b>	—	<b>(Segurança Energética)</b>	<b>342.078.000,00 (142 MW/ 1.243.920 MWh)</b>	<b>1.647.756.000,00 (684 MW/ 5.991.840 MWh)</b>

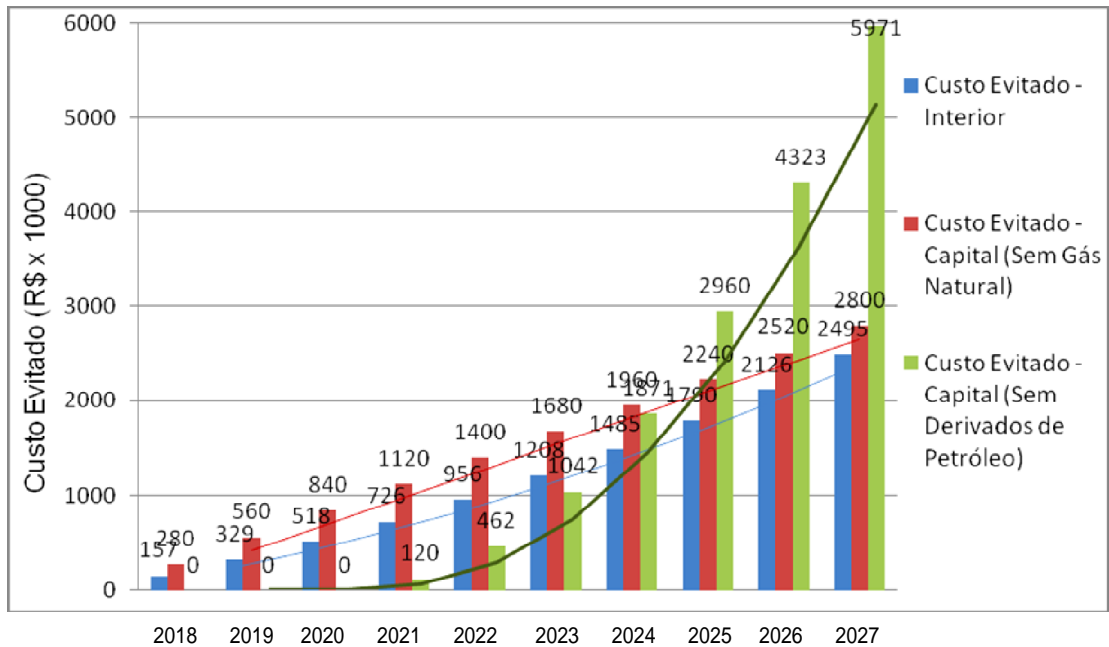
Através da Tabela 7.5 e da Tabela E.1 do Anexo E, pode ser verificado que a simulação do custo evitado, a valor presente, com a aquisição de óleo diesel para a geração de energia elétrica somente para o interior do estado do Amazonas, no período de 2018 a 2024 (sete anos), seria da ordem de R\$ 1,5 bilhão (US\$ 750 milhões), valor



equivalente ao custo da construção da LT Porto Velho – Manaus. Pode ser observado também um custo evitado, a valor presente, de aproximadamente R\$ 440 milhões, somente no ano de 2018, para o negócio de energia elétrica no estado do Amazonas, com a aquisição de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica, sendo aproximadamente R\$ 157 milhões no interior do Estado (usinas que utilizam óleo diesel) e R\$ 280 milhões na capital Manaus (usinas que utilizarão gás natural).

Na Figura 7.2 está apresentada a evolução dos custos evitados acumulados, a valor presente, no período projetado de 2018 a 2027, associada aos benefícios econômicos com a implantação da LT Porto Velho – Manaus nos seguintes sistemas elétricos: (i) sistemas isolados do interior do estado do Amazonas (oito municípios ao longo da BR-319); (ii) sistema elétrico da capital Manaus, sem a utilização do gás natural para a geração de energia elétrica que poderá ser utilizado como matéria-prima nos processos da indústria do gás natural; e (iii) sistema elétrico de Manaus, sem a necessidade da geração de energia com derivado de petróleo.

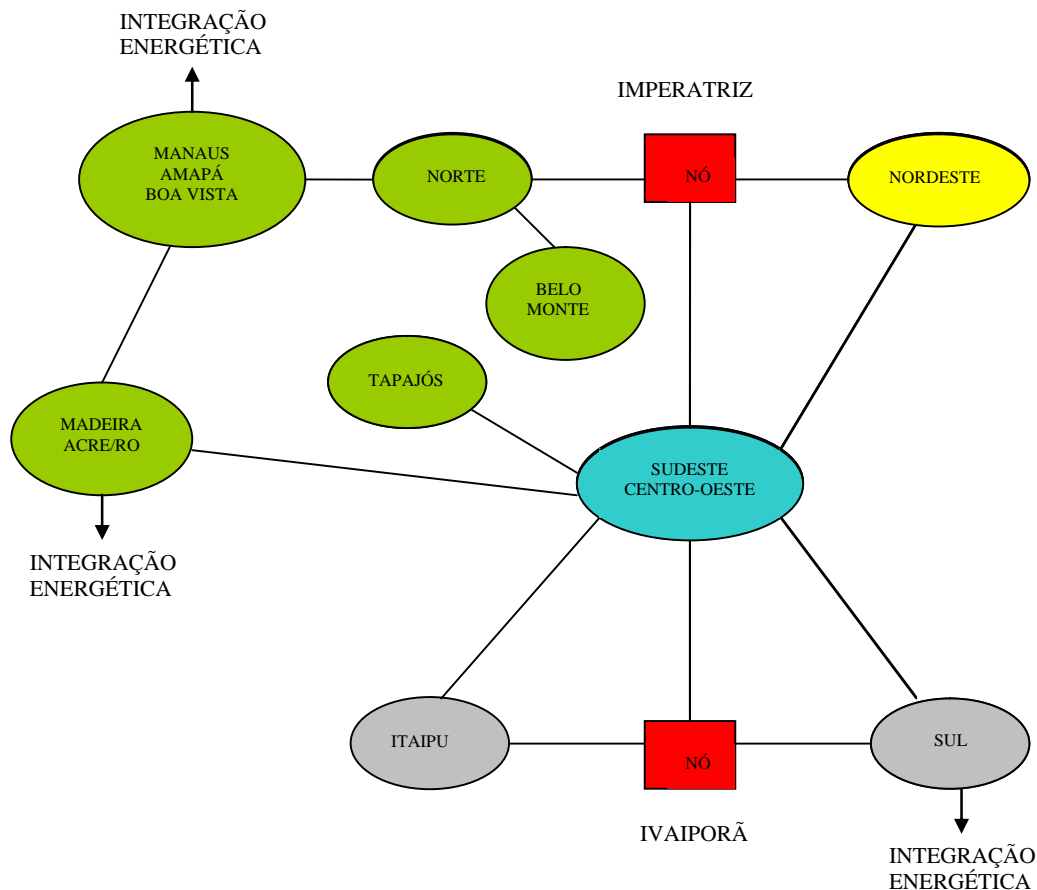
Observa-se ainda na Figura 7.2 que, no horizonte projetado de dez anos (2018 – 2027), o custo evitado acumulado, a valor presente, com a aquisição de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica para o estado do Amazonas, com a implantação da LT Porto Velho – Manaus, pode ser da ordem de R\$ 11 bilhões (US\$ 5.5 bilhões), equivalente a aproximadamente 7 (sete) vezes o valor projetado do investimento para a construção desse importante empreendimento de infraestrutura para o estado do Amazonas e para o setor elétrico brasileiro.



**Figura 7.2 – Evolução do custo evitado com a implantação da LT Porto Velho – Manaus – cenário 2018 – 2027**

## 7.2 Perspectiva de Integração Energética

Na Figura 7.3 está apresentado um diagrama esquemático das interconexões entre subsistemas brasileiros, com a representação de 9 (nove) subsistemas e 2 (dois) nós fictícios, tendo o subsistema Manaus separado do Norte para melhor representação e identificação das Linhas de Transmissão Tucuruí – Manaus e Porto Velho – Manaus, permitindo a integração energética entre subsistemas regionais e do Brasil com seus países vizinhos, como forma de otimizar os recursos e aumentar a confiabilidade do sistema.



**Figura 7.3 – Diagrama esquemático das interconexões entre subsistemas elétricos brasileiros – cenário 2018**

Essa interconexão elétrica, fechando o anel elétrico do SIN no Sistema Manaus, permitirá o intercâmbio energético firme de no mínimo 1.000 MW médios entre os sistemas regionais brasileiros, bem como entre os sistemas elétricos dos países amazônicos, viabilizando, com essa configuração, a integração energética do Brasil com países como a Venezuela, a Guiana, o Peru e a Colômbia, baseada no conceito de complementaridade hidrológica entre seus sistemas elétricos, dentro da visão de integração energética da América Latina, possibilitando a exportação/importação ou a reciprocidade energética, entre os respectivos países, de seus excedentes de energia hidráulica não coincidente (parcela de vertimentos turbináveis) no período úmido de cada país, otimizando o potencial de recursos hídricos.

Assim, os benefícios energéticos da interligação Porto Velho – Manaus – Boa Vista são fundamentais para a garantia e a segurança do suprimento do Sistema Manaus e para a

consolidação da matriz energética da Região Amazônica, na perspectiva de garantir que o planejamento energético para o atendimento à expansão da oferta de energia elétrica seja capaz de conciliar fatores ambientais, sociais e econômicos, contribuindo para o desenvolvimento regional sustentável, para a melhoria da qualidade dos padrões de vida da população dessa região e para diversificar a matriz energética brasileira, com foco nas energias renováveis.

## CAPÍTULO 8

### CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste capítulo são apresentadas as considerações finais sobre este trabalho, bem como as recomendações para trabalhos futuros.

#### 8.1 Considerações Finais

As potencialidades da Amazônia, entre as quais se destacam sua dimensão continental, baixa densidade demográfica, disponibilidade de terras e riquezas naturais, elementos culturais e sociais típicos, conferem importância estratégica à região neste início de milênio. Essas condições permitem situá-la como um caso especial de desenvolvimento em termos mundiais, desde que, efetivamente, sejam incorporadas preocupações e prioridades – como as questões ambiental e científico-tecnológica – além dos princípios gerais sobre os quais está fundada a política do Governo Federal: (i) ativação das potencialidades naturais das regiões; (ii) maior integração econômica inter-regional; e (iii) inserção da região à dinâmica nacional de expansão econômica, baseada na globalização.

Por outro lado, as transformações que estão ocorrendo nos paradigmas produtivos e de desenvolvimento nos contextos mundial e nacional redefinem o processo de ocupação e modernização da Amazônia, alterando o seu papel e sua posição na economia brasileira. A formação de novos setores e atividades econômicas, aliada ao desenvolvimento tecnológico e ao aumento da consciência ambiental, cria um novo tipo de demanda por recursos naturais e permite a sua exploração em bases sustentáveis, gerando novas e importantes oportunidades de desenvolvimento da região, facilitando a construção de um novo modelo de interação econômica e de formas mais sustentáveis de aproveitamento dos seus recursos naturais.

Nesse cenário, a disponibilidade, a extensão e a diversidade dos recursos naturais e ambientais – renováveis e não renováveis – potencialmente disponíveis para uso econômico, na Região Amazônica, se constituem como fatores importantes das vantagens competitivas da região, sinalizando a formação de um novo pólo de desenvolvimento regional, que estará associado um novo centro de grande potencial e dinamismo, decorrentes de investimentos em obras de infra-estrutura e novos empreendimentos, como o aproveitamento do grande potencial hidrelétrico dos estados do Pará e Rondônia, e o núcleo de exploração de gás natural e petróleo dos campos de Urucu e Juruá, no estado do Amazonas.

Nesse contexto, a infraestrutura básica de energia elétrica nos Estados da região assume importância significativa e até mesmo primordial dentro do processo de desenvolvimento e integração da Amazônia ao cenário nacional, com significativas melhorias nas questões ambientais e econômicas, sendo um fator fundamental para a ampliação e perenidade da sua atividade econômica, iniciando um novo processo de transformação nos paradigmas e de desenvolvimento no contexto globalizado, alterando o seu papel e a sua posição na economia brasileira com a formação de novos setores e atividades econômicas motivados pelo planejamento de expansão da produção de eletricidade através dos complexos hidrelétricos do Rio Madeira (RO), de Belo Monte (PA) e do Rio Tapajós (PA), que são projetos estruturantes e estão em sintonia com os princípios de sustentabilidade, facilitando a construção de um novo modelo de interação econômica através da exploração de seus recursos naturais.

Não obstante todo esse cenário favorável, o atendimento às necessidades energéticas das localidades isoladas situadas na Região Amazônica, em particular, a cidade de Manaus, capital do estado do Amazonas, apresenta uma situação crítica, com características que são completamente diferentes da estrutura de suprimento de energia elétrica das demais capitais e regiões do Brasil, com custos de produção dessa energia muito superiores aos praticados nos sistemas elétricos interligados que atendem à grande maioria da população brasileira, devido principalmente aos custos elevados dos óleos combustíveis derivados de petróleo utilizados nos processos de geração de energia elétrica das usinas térmicas dos sistemas elétricos isolados que atendem aos consumidores de energia do Estado.

Devido a essa situação, e visando atender ao mercado de energia elétrica do Sistema Manaus, o planejamento do setor elétrico brasileiro contemplou dois projetos estruturantes: (i) a construção do gasoduto Coari-Manaus, com previsão de conclusão para o primeiro semestre de 2010, que possibilitará a utilização do energético gás natural para geração de energia na matriz energética da cidade de Manaus e em sete localidades do Estado (AM); e (ii) a construção da linha de transmissão Tucuruí-Manaus, em 500 kV, com previsão de conclusão para o final de 2011.

No entanto, esse planejamento não irá proporcionar a garantia e segurança necessárias do suprimento energético ao Sistema Manaus, uma vez que não atende ao critério de confiabilidade  $n-1$ , nem a garantia de atendimento ao mercado de energia projetado para o horizonte de médio e longo prazo. Esse quadro preocupante e restritivo poderá ser resolvido

com a construção de uma interligação elétrica, através de uma linha de transmissão, em 500 kV, interligando o CHE do Madeira (RO) à cidade de Manaus, que permitirá o fechamento em anel com o SIN e possibilitará atender também à cidade de Boa Vista, que é atendida, atualmente, por um circuito radial oriundo do sistema elétrico da Venezuela.

Estes projetos estruturantes são complementares e não excludentes, e depois de concretizados, representarão a consolidação da UHE Tucuruí e CHE do Madeira como usinas de integração da Região Amazônica, promovendo uma expressiva interiorização de suas energias nessa região, com a garantia da mesma qualidade, segurança e economicidade do suprimento de energia das demais regiões atendidas pelo Sistema Interligado Nacional - SIN.

Dessa forma, as interconexões elétricas Tucuruí - Macapá - Manaus e Porto Velho – Manaus são sistemas de transmissão concebidos dentro de um contexto de desenvolvimento regional, uma vez que estarão interligando não só o estado do Amazonas, como também os estados do Amapá, de Roraima e diversas localidades do estado do Pará situadas na margem esquerda do rio Amazonas, possibilitando um impulso decisivo à dinâmica social e econômica de toda esta região, além de possibilitar o intercâmbio energético entre subsistemas brasileiros, e com os sistemas elétricos dos países amazônicos, no horizonte de médio e longo prazo.

Provavelmente, a implantação desses projetos para suprimento de energia elétrica para o estado do Amazonas tem a expectativa de inaugurar o terceiro grande ciclo de desenvolvimento econômico da região, depois da indústria extrativista (apogeu da época da borracha), que sustentou a economia do Estado até a década de 20; e da instalação do Pólo Industrial de Manaus - PIM do modelo Zona Franca de Manaus, que foi implantado no ano de 1967 e se constituiu num verdadeiro marco de crescimento para o Estado nos últimos 40 anos. Com esta proposta de planejamento, o estado do Amazonas viverá novos tempos na questão energética, dotando-o de condições adequadas e possibilitado as bases para o seu desenvolvimento regional sustentável, beneficiando a sua população, a Amazônia e o Brasil.

## **8.2 Recomendações para Trabalhos Futuros**

Recomendamos para estudos futuros, a elaboração de trabalhos que contemplem estudos dos seguintes possíveis projetos: (i) interligação elétrica de localidades da margem direita do rio Amazonas (Parintins, Maués, Barreirinha, Boa Vista do Ramos e Nova Olinda do Norte) através do sistema de transmissão que atende, atualmente, à região oeste do estado do Pará; (ii) estudo da viabilidade da utilização do gás natural das províncias de Urucu e Juruá para geração de energia elétrica de localidades isoladas da Região Amazônica, através da utilização da grande malha fluvial existente; e (iii) estudos de intercâmbio energético com países vizinhos (integração energética sul-americana), visando determinar a disponibilidade energética para exportação/importação e os reflexos nos respectivos sistemas elétricos, com as devidas avaliações dos ganhos energéticos e dos benefícios econômico-energéticos dessas possíveis interligações.

Quanto à universalização plena dos serviços de energia elétrica na região, recomendamos estudos que possam viabilizar a inclusão elétrica de pequenas comunidades rurais isoladas da Amazônia, considerando os aproveitamentos energéticos locais para pequenos sistemas isolados, visando identificar e avaliar as potencialidades das diversas localidades/microrregiões para implantação de fontes renováveis alternativas de energia (biomassa, biodiesel, micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas e energia solar fotovoltaica, entre outras). Além dos aspectos técnicos, os novos estudos deverão contemplar, pelo lado socioeconômico, em programa com políticas públicas com a participação dos diversos níveis de governo, sociedade e concessionárias de energia elétrica buscando um desenvolvimento sustentável que possibilite, inclusive, a geração de renda para que os consumidores dessas comunidades tenham capacidade financeira de honrar seus compromissos e possam participar do exercício pleno de cidadania.

Entendemos que todos esses possíveis estudos devem contemplar as três dimensões principais da sustentabilidade: aspectos econômico-financeiro, social e ambiental; e podem ser concebidos através de um amplo processo de discussão e análise com todos os agentes da sociedade, em sintonia com a política energética brasileira.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABAR, Associação Brasileira de Agências de Regulação. Disponível em <http://www.abar.org.br/agencias/agenciasassociadas>  
Acessado em 20/11/2009.
- AMAZONAS ENERGIA, Amazonas Distribuidora de Energia S.A. **Relatório de Administração 2008**, Manaus, 2009a.
- **Relatório Diário de Operação da Capital – RDOC**, 2009b.
- **Relatório Diário de Operação do Interior – RDOI**, 2009c.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 784**, publicada no Diário Oficial da União de 26 de dezembro de 2002, Brasília.
- **Resolução Normativa nº 223**, publicada no Diário Oficial da União de 30 de abril de 2003, Brasília.
- **Resolução Normativa nº 063**, publicada no Diário Oficial da União de 28 de maio de 2004, Brasília.
- **Resolução Homologatória nº 746**, publicada em 25 de novembro de 2008, Brasília.
- ANP, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Produção Nacional de Gás Natural. Disponível no site: <http://www.anp.gov.br/doc/anuário2008/T2.11.xls>  
Acessado em 30/06/2009.
- BAER, W. **A Economia Brasileira**, Nobel, 3ª Ed., SP, 2009.
- BAJAY, S. V. Estrutura Institucional. Composição do Parque Gerador. **Aparato Regulatório e Políticas Energéticas em Diversos Países** – Campinas: Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE e Departamento de Energia – Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2000.
- BC, Banco Central do Brasil. Taxa de Câmbio. Disponível em <http://www.bcb.gov.br/?TXCAMBIO>.  
Acessado em 30/06/2009.
- BEM/MME, 2008. Balanço Energético Nacional 2008: Ministério de Minas Energia. Disponível em [http://mme.gov.br/site/menu/select\\_main\\_menu\\_item.do?channelId=1432&pageId=17036](http://mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=17036)  
Acessado em 30/06/2009.
- CEA, Companhia de Eletricidade do Amapá. **Relatório Gerencial**. Macapá, 2008.
- CEAM, Companhia Energética do Amazonas. **Relatório Gerencial 1999**. Manaus, 2000.

- **Relatório Gerencial 2000**. Manaus, 2001.
- **Relatório Gerencial 2001**. Manaus, 2002.
- **Relatório Gerencial 2002**. Manaus, 2003.
- **Relatório Gerencial 2003**. Manaus, 2004.
- **Relatório Gerencial 2004**. Manaus, 2005.
- **Relatório Gerencial 2005**. Manaus, 2006.
- **Relatório Gerencial 2006**. Manaus, 2007.
- **Relatório Gerencial 2007**. Manaus, 2008.
- **Relatório Gerencial 2008 (parcial)**. Manaus, 2008.
- CEMAT, Centrais Elétricas do Mato Grosso. **Relatório Gerencial**. Cuiabá, 2008.
- CER, Companhia Energética de Roraima. **Relatório Gerencial**. Boa Vista, 2008.
- CERON, Centrais Elétricas de Rondônia. **Relatório Gerencial**. Porto Velho, 2008.
- CCPE, Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. **Critérios e Procedimentos para Dimensionamento de Interligações entre Submercados**. CCPE, 2001.
- **Eletronorte – 25 anos**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1998.
- CIGÁS, Companhia de Gás do Amazonas. **Contrato de Fornecimento de Gás Natural. Nº OC 1902/2006**.
- CNEC, Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores. Travessias do Rio Amazonas. **Relatórios LT-TUC-E-0001 e LT-TUC-E-1003**. Brasília, 1998.
- DOMINGUES. P. C. M. **A Interconexão Elétrica dos Sistemas Isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional**. Florianópolis, Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.
- ELETROBRAS, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Atos Oficiais Relativos aos Sistemas Isolados Brasileiros**. Rio de Janeiro, 2002. 304p.
- Sistema de Acompanhamento de Gestão Empresarial – SIAGE. **Empresas Federais de Distribuição de Energia Elétrica – Consolidação 2007**. Rio de Janeiro, 2008.
- Potencial Hidrelétrico Brasileiro. Disponível em <http://www.eletrobras.gov.br/ELB/data/Pages/LUMIS21D128D3PTBRIE.htm>.

Acessado em 25/09/2009, 2009a.

----- **Plano Anual de Combustíveis – Sistemas Isolados – 2009.** Rio de Janeiro, 2009b.

ELETRONORTE, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. **Estudo de Viabilidade da Interligação UHE Tucuruí – Manaus 500 kV.** RE-PPL/PPN.001/86. Brasília, maio 1986.

----- **Interligação Tucuruí/Manaus/Macapá: Avaliação da Travessia do Rio Amazonas e Rota de Transmissão.** NT-EPL-2.010/96. Brasília, maio 1996.

----- **Estudo da Interligação Elétrica UHE-Tucuruí – Macapá – Manaus.** Brasília, 2003. Brasília, junho de 2003.

----- **Análise das Condições de Atendimento de Energia Elétrica 2008 – 2017.** Estado do Acre. Brasília, 2008a.

----- **Análise das Condições de Atendimento de Energia Elétrica 2008 – 2017.** Estado do Amapá. Brasília, 2008b.

----- **Análise das Condições de Atendimento de Energia Elétrica 2008 – 2017.** Estado do Amazonas. Brasília, 2008c.

----- **Análise das Condições de Atendimento de Energia Elétrica 2008 – 2017.** Estado do Rondônia. Brasília, 2008d.

----- **Análise das Condições de Atendimento de Energia Elétrica 2008 – 2017.** Estado do Roraima. Brasília, 2008e.

----- **Relatório Econômico-Financeiro. Período 1976-2008.** Brasília, 2009.

EPIA, **Estudo Prévio de Impacto Ambiental – EPIA do Gasoduto Coari – Manaus.** Manaus, 2003.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008 – 2017.** Rio de Janeiro, 2009.

FROTA, W. M. **Sistemas Isolados de Energia Elétrica na Amazônia no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro.** Campinas Dissertação (Mestrado) Planejamento de Sistemas Energéticos – Universidade de Campinas – UNICAMP, 2004.

FROTA, W. M., ROCHA, B. R. P. **Benefits of Natural Gas Introduction in the Energy Matrix of Isolated Electrical System in the City of Manaus – State of Amazonas – Brazil.** Energy Policy (2009), doi: 10.1016/j.enpol.2009.11.056.

GASPETRO, Petrobras Gás. **Estudo de Impacto Ambiental – EIA do Gasoduto Urucu – Porto Velho.** Rio de Janeiro, 2001.

GCPS, Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. **Critérios e Procedimentos para Dimensionamento de Interligações Regionais.** Rio de Janeiro:

GCPS/CTST/ GTCP, 1984

-----**O Planejamento da Expansão do Setor de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro, 2002.

GTON, Grupo Técnico e Operacional da Região Norte. **Manual de Recebimento, Armazenamento, Manuseio e Qualidade de Produtos Derivados de Petróleo em Usinas Térmicas**, 2003.

----- **Plano de Operação 2009 – Sistemas Isolados**, Rio de Janeiro, 2009.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. População Estimada. Disponível em [http://www.ibge.gov.br/home/mapa\\_site/mapa\\_site.php#população](http://www.ibge.gov.br/home/mapa_site/mapa_site.php#população). Acessado em 23/10/2009.

-----**Produto Interno Bruto – PIB 2008.** Disponível em <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/contasnacionais/referencia2007/default.shtm>. Acessado em 20/11/2009.

IPCC, Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, vol.2: Energy. Disponível em <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>. Acessado em 28/09/2009.

LEITE, A.D. **A Energia do Brasil**. Ed. Campus, Rio de Janeiro, 2007.

MESA, Manaus Energia S.A. **Relatório Gerencial 1999**. Manaus, 2000.

----- **Relatório Gerencial 2000**. Manaus, 2001.

----- **Relatório Gerencial 2001**. Manaus, 2002.

----- **Relatório Gerencial 2002**. Manaus, 2003.

----- **Relatório Gerencial 2003**. Manaus, 2004.

----- **Relatório Gerencial 2004**. Manaus, 2005.

----- **Relatório Gerencial 2005**. Manaus, 2006.

----- **Relatório Gerencial 2006**. Manaus, 2007.

----- **Relatório Gerencial 2007**. Manaus, 2008.

----- **Relatório Gerencial 2008 (parcial)**. Manaus, 2008.

MME, Ministério de Minas e Energia, **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília, 2004.

----- **Programa Luz para Todos**.

Disponível

em [http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o\\_programa.asp](http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp)  
Acessado em 15/12/2008, 2008.

MOCARQUER, S., BARROSO, L. A., RUDINICK, B. B. **Balance of Power**. IEEE Power Energy Magazine, vol. 7, pp. 26-35, sep – oct, 2009.

RIMA **Relatório de Impacto Ambiental – RIMA do Gasoduto Coari – Manaus**. Manaus, 2003.

SAUER, I. L. **O Papel de Gás Natural no Desenvolvimento Sustentável da Amazônia**. Manaus, 2003

SOUZA, R. C. R. **Planejamento do Suprimento de Eletricidade dos Sistemas Isolados na Região Amazônica. Uma Abordagem Multiobjetiva**. Campinas: Tese (Doutorado) Planejamento de Sistemas Energéticos – Faculdade de Engenharia Mecânica – Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2000.

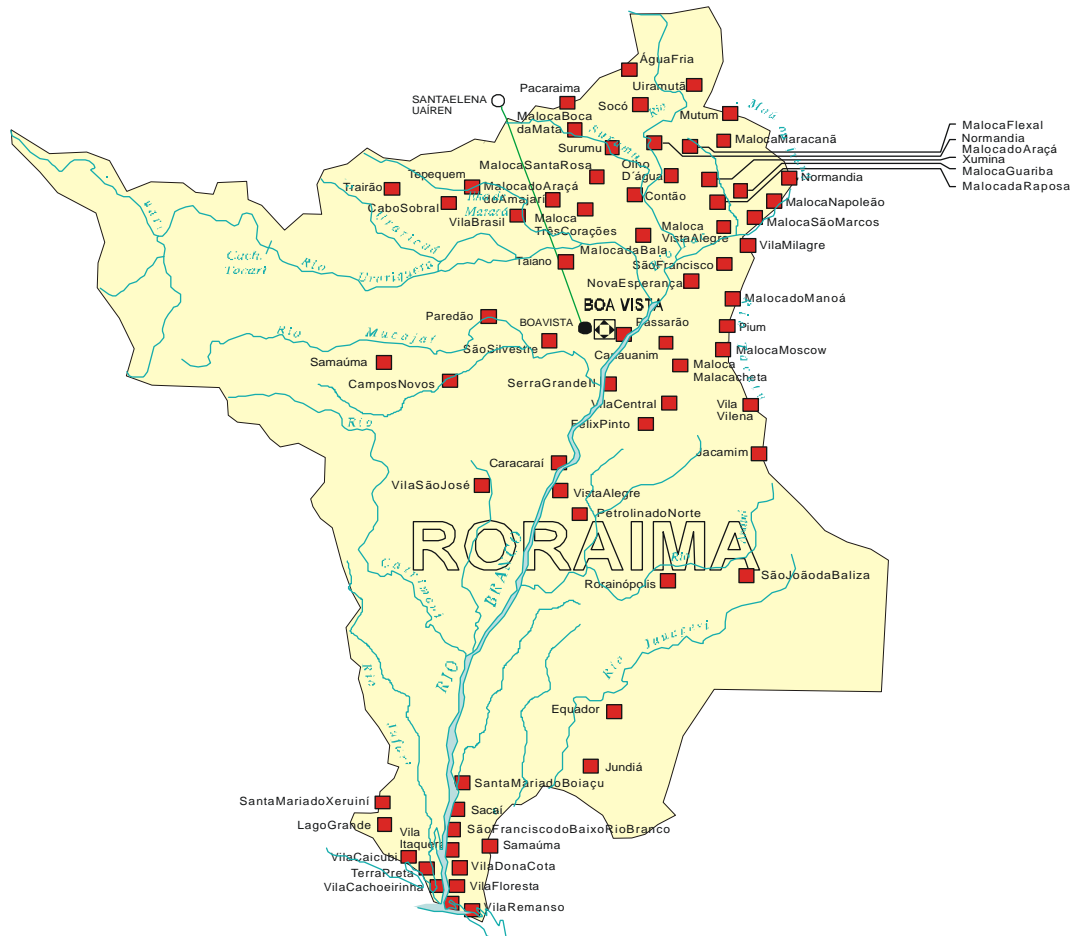
SUFRAMA, Superintendência da Zona Franca de Manaus. **Informativo da SUFRAMA**, ed. 43, Manaus, 2009.

TOLMASQUIM, M. T. **Geração de Energia Elétrica no Brasil**, Ed. Interciência, Rio de Janeiro, 2005.

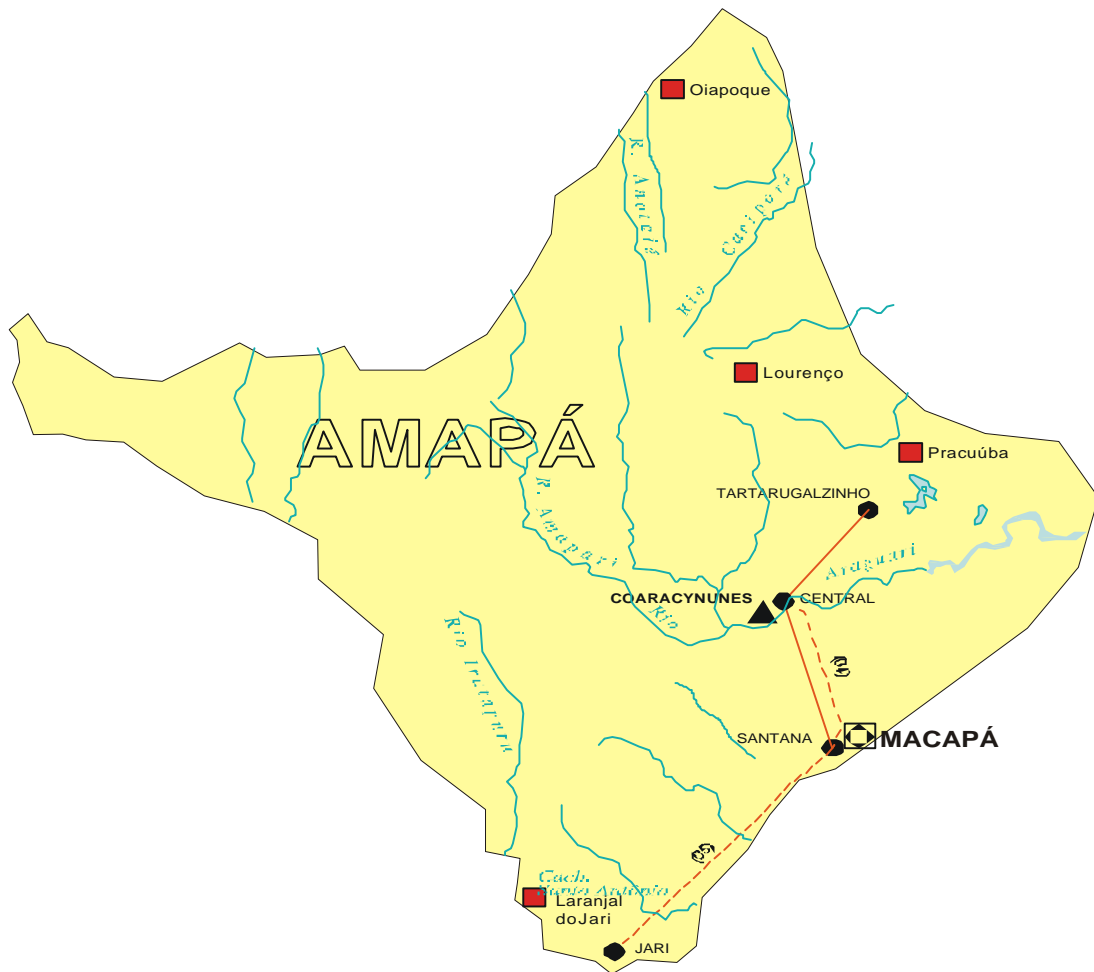
UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change: Consolidated baseline methodology for fuel switching from coal and/or petroleum fuels to natural gas in existing power plants for electricity generation – Version 2.2. Disponível em: <http://cdm.unfcccint/UserManagement/FileStorage/1WS8W1641K25AZ8E9L80V1RS3TAVWK>.

Acessado em 28/09/2009.

**ANEXO A**  
**SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS DA AMAZÔNIA**

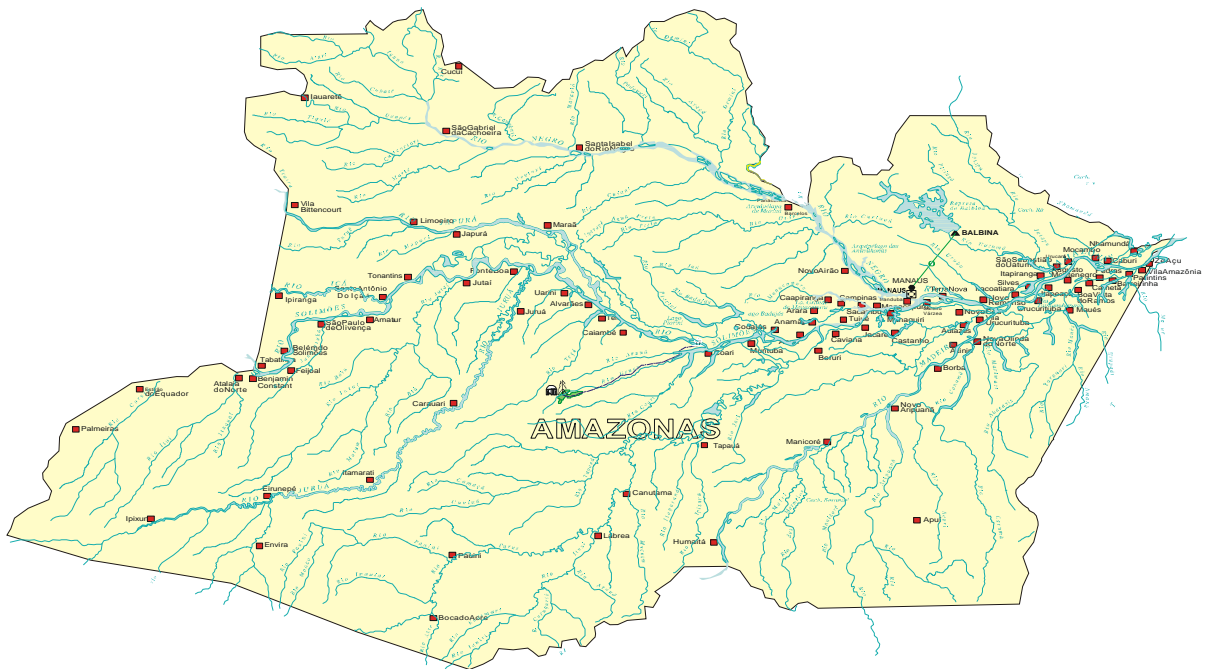


**Figura A.1 – Sistemas Isolados de Roraima**

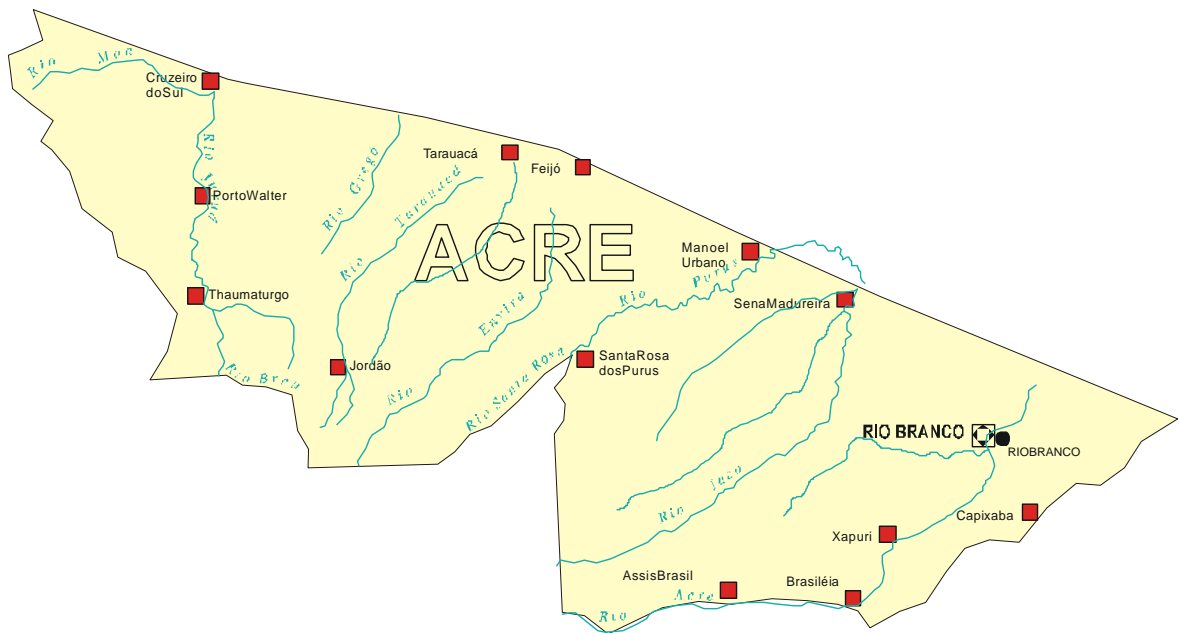


**Figura A.2 – Sistemas Isolados do Amapá**



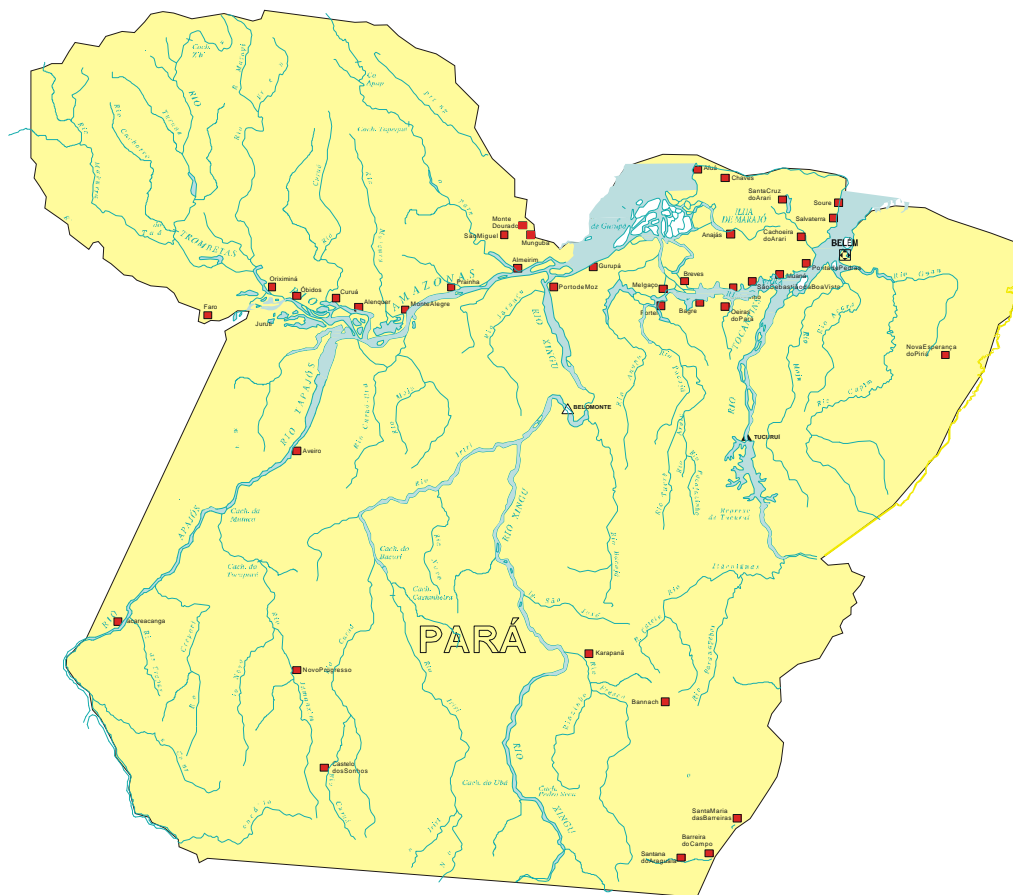


**Figura A.3 – Sistemas Isolados do Amazonas**



**Figura A.4 – Sistemas Isolados do Acre**





**Figura A.6 – Sistemas Isolados do Pará**





**Figura A.8 – Sistemas Elétricos Isolados da Região Norte**

**ANEXO B**  
**INVESTIMENTOS PRESVISTOS PARA A LT**  
**TUCURUÍ – MACAPÁ – MANAUS**

**Tabela B.1 – Investimentos previstos para a Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus**

<b>INVESTIMENTOS (PREVISTOS)</b>	<b>US\$ x Mil</b>
<b>SUBESTAÇÕES</b>	<b>534,281.48</b>
- Xingu (500 kV) e Jurupari (500/230 kV – 900 MVA)	151,181.27
- Oriximiná (530/138 kV – 1500 MVA) – Laranjal (230/69 kV) – Macapá (230/69 kV – 450 MVA)	148,568.81
- Itacoatiara (500/138 kV – 150 MVA) – Cariri (500/230 kV)	234,531.40
<b>LINHAS DE TRANSMISSÃO</b>	<b>992,008.21</b>
- Tucuruí – Manaus: LT 500 kV, CD, 4#954 MCM/Fase – 1.500 km	899,478.21
- SE Jurupari – Macapá: LT 230 kV, CD, 2#795 MCM/Fase – 330 km	92,530.00
<b>TOTAL</b>	<b>1,526,289.69</b>



**ANEXO C**  
**INVESTIMENTOS PRESVISTOS PARA A LT**  
**PORTO VELHO – MANAUS – BOA VISTA**

**Tabela C.1 – Investimentos previstos para a Interligação Porto Velho – Manaus –  
Boa Vista**

<b>INVESTIMENTOS (PREVISTOS)</b>	<b>US\$ x Mil</b>
<b>SUBESTAÇÕES</b>	<b>310,238.24</b>
- SE Porto Velho	6,302.00
- SE Humaitá	28,743.56
- SE Manicoré	28,743.56
- SE Canutama	28,743.56
- SE Lábrea	28,743.56
- SE Castanho	28,743.56
- SE Manaquiri	28,743.56
- SE Autazes	28,743.56
- SE Careiro da Várzea	28,743.56
- SE Cariri	6,302.00
- SE Boa Vista	67,685.76
<b>LINHAS DE TRANSMISSÃO</b>	<b>921,537.68</b>
- Porto Velho – Manaus: LT 500 kV, CD, 4#954 MCM/Fase – 900 km	487,872.89
- SE Cariri – Boa Vista: LT 500 kV, CD, 4#954 MCM/Fase – 800 km	433,664.79
<b>TOTAL</b>	<b>1,231,775.92</b>

**ANEXO D**  
**PROJEÇÕES DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA –**  
**REQUISITOS TOTAIS – CICLO 2009 – SISTEMA AMAZONAS**

**Tabela D.1 – Projeções do mercado de energia elétrica – Requisitos totais – Energia (GWh) - ciclo 2009 – Sistema Amazonas**

DESCRIÇÃO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Capital (*)	9533,9	10010,6	10511,1	11036,7	11588,5	12167,9	12776,3	13415,2	14085,9	14790,2	15529,7
Crescimento		5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Interior	2119,4	2289,0	2472,1	2669,8	2883,4	3114,1	3363,2	3632,3	3922,8	4236,7	4575,6
Crescimento		8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
Estado do Amazonas	11653,3	12299,6	12983,2	13706,5	14471,9	15282,0	16139,5	17047,5	18008,7	19026,9	20105,3
Crescimento		5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%

**Tabela D.2 – Projeções do mercado de energia elétrica – Requisitos totais – Demanda (MWh) - ciclo 2009 – Sistema Amazonas**

DESCRIÇÃO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Capital (*)	1538	1614,9	1695,7	1780,4	1869,5	1962,9	2061,1	2164,1	2272,3	2385,9	2505,2
Crescimento		5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Interior	376,8	403,2	431,4	461,6	493,9	528,5	565,5	605,1	647,4	692,7	741,2
Crescimento		7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%
Estado do Amazonas	1914,7	2018,1	2127,1	2242,0	2363,4	2491,4	2626,4	2769,2	2919,7	3078,6	3246,4
Crescimento		5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%

**ANEXO E**  
**PROJEÇÕES ANUAIS DO MERCADO DE ENERGIA E CUSTO**  
**EVITADO DO SISTEMA AMAZONAS COM A IMPLANTAÇÃO**  
**DA LT PORTO VELHO – MANAUS CENÁRIO 2018 A 2027**

**Tabela E.1 - Projeções anuais do mercado de energia e custo evitado do Sistema Amazonas com a implantação da LT Porto Velho – Manaus  
Cenário 2018 a 2027**

Descrição	ANO									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Geração Total (MWh)</b>	10.010.561	10.511.090	11.036.644	11.588.476	12.167.900	12.776.295	13.415.110	14.085.865	14.790.158	15.529.651
<b>Demanda de Carga Própria (MWh/h)</b>	1.615	1.696	1.780	1.870	1.962	2.061	2.164	2.272	2.386	2.504
<b>MW Médio</b>	1.143	1.200	1.260	1.323	1.389	1.459	1.531	1.608	1.688	1.773
<b>Geração Hidráulica – UHE Balbina (MWh/h)</b>	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
<b>Geração Térmica – Gás Natural (MWh/h)</b>	0 – 530	0 – 530	0 – 530	0 – 530	0 – 530	0 – 530	0 – 530	0 – 530	0 – 530	0 – 530
<b>Geração Térmica – Derivados de Petróleo (MWh/h)</b>	–	–	–	50	142	241	344	452	566	684
<b>Suprimento LT TUC – MAO (MW)</b>	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 1.200 (MAO + Intercâmbio)
<b>Suprimento LT PV – MAO (MWh)-Interior</b>	313.136	344.450	378.894	416.784	458.462	504.309	554.739	610.213	671.235	738.357
<b>Suprimento LT PV – MAO (MW) – Interior</b>	57	63	69	76	83	92	101	112	123	134
<b>Suprimento LT PV – MAO (MW)</b>	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)	1.000 – 2.000 (MAO + Intercâmbio)
<b>Custo Evitado (R\$) – Interior (LT PV - MAO)</b>	<b>156.568.000,00</b>	<b>172.225.000,00</b>	<b>189.447.000,00</b>	<b>208.392.000,00</b>	<b>229.231.000,00</b>	<b>252.154.500,00</b>	<b>277.369.500,00</b>	<b>305.106.500,00</b>	<b>335.617.500,00</b>	<b>369.178.500,00</b>
<b>Custo Evitado (R\$) – Manaus (LT PV – MAO) Sem geração a gás natural</b>	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)	<b>280.065.660,00</b> (530 MW/ 4.677.610 MWh)
<b>Custo Evitado (R\$) – Manaus (LT PV – MAO) Sem geração com derivados de petróleo</b>	(Segurança Energética)	(Segurança Energética)	(Segurança Energética)	<b>120.450.000,00</b> (50MW/ 438.000 MWh)	<b>342.077.200,00</b> (142MW/ 1.243.920 MWh)	<b>580.569.000,00</b> (241MW/ 2.111.160 MWh)	<b>828.696.000,00</b> (344MW/ 3.013.440 MWh)	<b>1.088.868.000,00</b> (452MW/ 3.959.520 MWh)	<b>1.363.494.000,00</b> (566MW/ 4.958.160 MWh)	<b>1.647.756.000,00</b> (684MW/ 5.991.840 MWh)

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.  
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.  
This page will not be added after purchasing Win2PDF.