



## ALTERNATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS ISOLADOS NO ESTADO DO PARÁ

**Nelson Kuwahara**

Universidade do Amazonas, Faculdade de Tecnologia  
69077-000 – Manaus, AM, Brasil

**Sergio Valdir Bajay**

Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Energia/FEM e NIPE  
Cx. P. 6122 - 13083-970 – Campinas, SP, Brasil

**Resumo.** *A Região Amazônica é caracterizada pela grande dispersão entre as diversas localidades, o que constitui um grande desafio para um bom atendimento de seus serviços públicos. A geração de energia elétrica em grande parte das pequenas e médias localidades desta região é atualmente realizada por grupos geradores que consomem óleo Diesel. De acordo com uma resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a médio prazo será extinta a conta de consumo de combustíveis para sistemas isolados - C.C.C. / ISO, que é o subsídio dado para os geradores de energia elétrica nos sistemas isolados. Logo, vê-se a necessidade de busca de alternativas energéticas com menores custos para atender os referidos sistemas. Uma possível fonte energética para os sistemas isolados da Amazônia é o gás natural proveniente da Bacia do Solimões, no Estado do Amazonas. Neste trabalho é analisada a possibilidade de geração de energia elétrica nas localidades isoladas do Estado do Pará que foram mencionadas no plano decenal da ELETROBRAS, sendo o gás natural da Bacia do Solimões - AM a fonte energética considerada. Duas tecnologias de conversão são analisadas: motores Diesel e turbinas a gás. Na análise econômica efetuada incluiu-se os custos da cadeia de gás natural para atendimento das demandas dos grupos geradores considerados. Compara-se, no fim, o custo médio de geração de energia elétrica nas termelétricas a gás natural com o método tradicional de geração na região.*

**Palavras-chave:** *Custo de geração de energia elétrica, Sistemas isolados da Amazônia, Gás natural*

### 1. INTRODUÇÃO

A região Amazônica apresenta um dos mais baixos níveis de eletrificação do Brasil, apesar de possuir um dos seus maiores potenciais hidrelétricos. A demanda de energia elétrica encontra-se dispersa em sua vasta área, em pequenas comunidades, em geral com demandas no período da ponta menores que 100 kW, e cidades de médio porte, com demandas de ponta raramente superiores a 100 MW. Logo, é inviável economicamente a construção de grandes hidrelétricas na região, para o atendimento destes mercados dispersos e com baixas demandas em relação aos potenciais hidráulicos disponíveis. Em algumas

localidades desta região é propício o aproveitamento de fontes alternativas de energia, como a eólica, solar e biomassa. Nas regiões litorâneas dos Estados do Amapá, Pará e Maranhão, além da região da Baía do Marajó, aproveitamentos eólicos são viáveis, porque há ventos com velocidades médias entre 4,4 e 7 m/s (Pinho, 1996). A grande disponibilidade de biomassa e os inúmeros empreendimentos de extração de madeira existentes na região são fatores favoráveis à instalação, por autoprodutores ou produtores independentes, de plantas termelétricas consumindo produtos ou resíduos da biomassa, desde que hajam incentivos econômicos adequados para isto; não se pode esquecer, por outro lado, a importância de devidas salvaguardas ambientais que garantam uma exploração sustentável desta biomassa. Já o gás natural de Urucu, no Estado do Amazonas, mostra-se viável para o atendimento de algumas localidades, como Manaus, AM, e Porto Velho, RO.

## **2. A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS ESTADOS DA AMAZÔNIA**

O atual parque gerador de energia elétrica na Amazônia pode ser dividido em dois grupos: as usinas que atendem as capitais dos Estados da região e as que atendem o interior. As usinas deste último caso pertencem ou pertenceram a empresas concessionárias estaduais; algumas destas empresas já foram privatizadas. O atendimento das capitais, em função da necessidade de usinas de médio a grande porte, é realizado ou gerenciado pela ELETRONORTE. O Governo Federal pretende desmembrar da ELETRONORTE estes parques geradores que atendem as capitais, para sua posterior privatização; isto já ocorreu em alguns casos.

### **2.1 Geração nas capitais**

O suprimento de partes dos Estados do Pará, Tocantins e Maranhão é feito pela ELETRONORTE, via sistema interligado Norte/Nordeste; o tramo Nordeste do sistema é suprido pela CHESF. Com a entrada de operação da usina hidrelétrica Tucuruí, o tramo Norte, também integrado pelas concessionárias estaduais CELPA, CEMAR e CELTINS, passou a ser suprido integralmente com energia dessa usina e os seus excedentes são transferidos para o subsistema Nordeste.

A distribuição de energia elétrica no Estado de Mato Grosso é realizada pela CEMAT. Parte do seu suprimento provém da ELETRONORTE, que, por seu turno, a adquire de FURNAS Centrais Elétricas S/A. O restante é constituído por geração própria da CEMAT e compras de produtores independentes de energia.

Os sistemas de suprimento de Manaus, Macapá e Porto Velho são hidrotérmicos, ou seja, eles são constituídos por usinas hidroelétricas e centrais termelétricas localizadas não muito distante destas capitais.

Os parques geradores que atendem Rio Branco e Boa Vista são compostos só por usinas termelétricas.

Com exceção das partes dos Estados do Pará, Maranhão, Tocantins e Mato Grosso acima referidas, todos os demais sistemas de abastecimento de energia elétrica da Amazônia não estão conectados ao sistema interligado brasileiro; por isso, eles são denominados “sistemas isolados”. Na tabela 1 estão indicadas as capacidades instaladas das usinas hidrelétricas e termelétricas dos sistemas isolados que atendem as capitais dos vários estados da Amazônia.

Tabela 1. Capacidade de geração de energia elétrica nos sistemas isolados das capitais da Amazônia

Estado	Usinas termelétricas (MW)	Usinas hidrelétricas (MW)
Amazonas	475	250
Rondônia	105	216
Amapá	99	40
Acre	99	0
Roraima	95	0

Fonte : (ELETROBRAS, 1996)

## 2.2 Geração no interior

A geração de energia elétrica nos municípios do interior da Amazônia é, em sua quase totalidade, realizada por grupos geradores alimentados a óleo Diesel. Os principais responsáveis pela geração nestes locais são as empresas concessionárias que atuam nestes estados, quais sejam, a CELPA no Pará, a CEA no Amapá, a CEMAR no Maranhão, a CELTINS em Tocantins, a CER em Roraima, a CEAM em Manaus, a ELETROACRE no Acre, a CEMAT em Mato Grosso e a CERON em Rondônia. A capacidade de geração destas empresas, por tipo de usina, nos municípios do interior está indicada na tabela 2. A capacidade instalada em usinas termelétricas no interior da região amazônica representa, aproximadamente, 94% da capacidade instalada total de centrais termelétricas de sistemas isolados no interior do país; os 6% restantes localizam-se em outros Estados. É interessante mencionar que existem municípios em que a geração não é realizada pelas empresas concessionárias acima referidas, mas sim pelas prefeituras ou empresas locais, que vendem a sua geração, total ou parcial (no caso de autoprodutores), para as concessionárias, que a distribuem.

Tabela 2. Capacidade de geração de energia elétrica nos municípios do interior da Amazônia

Estado	Empresa	Capacidade instalada (MW)	
		Usinas termelétricas	Usinas hidrelétricas
Amazonas	CEAM	144	0
Pará	CELPA	116	33
Rondônia	CERON	81	0
Mato Grosso	CEMAT	75	0
Acre	ELETROACRE	26	0
Amapá	CEA	23	0
Roraima	CER	15	10
Tocantins	CELTINS	7	16
Maranhão	CEMAR	2	0

Fonte : (ELETROBRAS, 1996)

## 3. ALTERNATIVAS DO GOVERNO PARA O SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS ESTADOS DA AMAZÔNIA

No dia 01 de março de 1995, na cidade de Manaus, Estado do Amazonas, ocorreu uma reunião entre os nove governadores dos Estados da Amazônia e o Presidente da República, em que se discutiu os problemas de abastecimento de energia elétrica na Amazônia Legal. No

final desta, atribuiu-se ao Ministério de Minas e Energia a responsabilidade de realizar um estudo sobre as alternativas de ampliação do suprimento de energia elétrica para a região. Os resultados destes estudos indicaram o gás natural liquefeito como o melhor combustível para usinas termelétricas no Estado do Amapá e localidades da margem esquerda do rio Amazonas, no Estado do Pará. Nos Estados de Rondônia e Acre, o gás natural também se mostrou atrativo para geração termelétrica; o transporte deste gás através de balsas criogênicas ou por gasodutos ficou na dependência das decisões a serem tomadas para o Estado do Amazonas, que, por seu turno, dependiam de futuras negociações entre o Brasil e a Venezuela referentes às possíveis importações de energia elétrica daquela país para o Estado do Amazonas (MME, 1995).

Mais recentemente, a PETROBRAS decidiu construir um gasoduto de 280 km ligando o campo de gás natural de Urucu com o porto fluvial de Coari, ambos no Estado do Amazonas. Com origem em Coari, deverá ser construído um outro gasoduto, com 420 km de extensão, até Manaus, para transportar 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Planeja-se, também, construir um terceiro gasoduto, com 530 km de extensão, para transportar 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural de Urucu para Porto Velho, no Estado de Rondonia. Ambos os projetos, para Manaus e para Porto Velho, deverão atender às necessidades de combustível das termelétricas das duas cidades (Brasil Energia, 1998).

Roraima deverá receber energia elétrica através de uma interligação com a Venezuela. A linha de transmissão disponibilizará uma capacidade de 200 MW para Boa Vista e zonas de influência, segundo o plano de obras de 1998/99 da ELETRONORTE.

As alternativas mencionadas buscam, essencialmente, a solução dos problemas dos grandes centros de carga da Amazônia, deixando a desejar em termos de soluções para os problemas energéticos dos mercados de menor porte da região.

#### 4. ANÁLISE DOS MUNICÍPIOS DO BAIXO AMAZONAS, NO ESTADO DO PARÁ

O fornecimento de energia elétrica nos municípios paraenses do “Baixo Amazonas”, assim como em diversos outros sistemas isolados no interior daquele estado, é precário, em termos de disponibilidade absoluta (em diversos destes municípios os geradores não operam 24 horas por dia) e relativa (FEC e DEC) do serviço, aliado a dificuldades financeiras para a expansão do parque gerador. Isto limita o desenvolvimento econômico e social destes locais.

Por meio de comparações com outras cidades, com níveis de atividade econômica maiores, foi possível à concessionária local determinar a curva de carga destes municípios, para um período de 24 horas. As capacidades das centrais termelétricas autorizadas pela Resolução nº 181/98 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para serem instaladas nestes municípios estão indicadas na tabela 3.

Tabela 3. Capacidade a ser instalada em novas plantas termelétricas

Localidade:	Capacidade nominal das novas usinas (kW)
Oriximiná	5.070
Óbidos	4.443
Alenquer	4.225
Monte Alegre	4.225
Almeirim	2.258
Prainha	840
Terra Santa	720
Faro	700

Utilizando-se as curvas de carga estimadas pela concessionária local e a capacidade a ser instalada nas novas usinas da região (tabela 3), operando 24 horas/dia, determinou-se o consumo anual futuro de energia elétrica por município, conforme indicado na tabela 4.

Tabela 4. Estimativas do consumo anual futuro de energia elétrica nos municípios paraenses do “Baixo Amazonas”

Município:	Consumo estimado de energia elétrica (kWh):
Oriximiná	20.555.088
Óbidos	18.013.069
Alenquer	17.129.240
Monte Alegre	17.129.240
Almeirim	9.154.515
Prainha	3.405.577
Terra Santa	2.919.066
Faro	2.837.981

## 5. A CCC E O CONSUMO DE ÓLEO DIESEL

A Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, criou a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, a qual objetiva a minimização da queima de combustíveis fósseis pelos sistemas interligados. Na época, só havia o sistema interligado sudeste/centro oeste/sul.

A Portaria MME nº 360, de 21.03.1977, através do seu Artigo 3º, determinou que a Conta de Consumo de Combustíveis também fosse aplicada para o sistema elétrico da região Nordeste.

Em 18.03.1993, o decreto nº 774 determinou que o rateio do custo de consumo de combustíveis, para geração de energia elétrica, através da Conta de Consumo de Combustíveis, iria abranger todos as concessionários distribuidores no país. Para tanto, a CCC foi desdobrada em três subcontas, descritas a seguir:

- CCC Sul/Sudeste/Centro-Oeste (CCC - S/SE/CO) - determinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica constante do Plano de Operação do Sistema Interligado S/SE/CO, do Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, e tem como contribuintes todos as concessionárias que atendam a consumidores finais, cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectado a este sistema interligado.
- CCC Norte/Nordeste (CCC - N/NE) - destinada a cobrir os custos de combustíveis da geração térmica constante do Plano de Operação do Sistema Interligado Norte/Nordeste, do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste – CCON, e tem como contribuintes todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a este sistema interligado.
- CCC dos sistemas isolados (CCC - ISOL) - determinada a cobrir os custos de combustíveis da geração térmica constante do Plano de Operação dos Sistemas Isolados do GCOI, CCON e Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON, e tem como contribuintes todos as concessionárias do país que atendam a consumidores finais.

Os rateios da CCC - S/SE/CO, CCC - N/NE e CCC - ISOL eram definidos nos Planos Anuais de Combustíveis pelo GCOI, CCON e GTON, respectivamente, até 31 de outubro do ano anterior, sendo homologados pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. A ELETROBRAS é responsável pelo recolhimento e distribuição dos valores referentes as quotas de CCC das concessionárias. Nos últimos dois anos o GCOI e o CCON

foram substituídos pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e o DNAEE foi substituído pela ANEEL.

Com o intuito de adequar as usinas termelétricas ao novo mercado competitivo de energia elétrica no país, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Nº 261, de 13 de agosto de 1998, estabeleceu o fim da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC para sistemas interligados em 2006. A mesma resolução determinou o fim da CCC-ISOL em um prazo de 15 anos, e que, a partir de outubro de 1998, o cômputo do consumo das termelétricas consideraria sua operação 24 h/dia.

Considerando que os motogeradores a Diesel tenham um fator de capacidade 0,7 e um consumo específico de 0,3 l/kWh, que o custo do óleo Diesel seja 0,285 US\$/l e que o custo médio de geração hidrelétrica seja 22,37 US\$/MWh, obtém-se os rateios da conta CCC indicados na tabela 5 para as localidades analisadas neste trabalho. O procedimento de cálculo é o utilizado pela ELETROBRAS em seus Planos de Operação.

Tabela 5. Rateio da Conta CCC-ISOL para as novas usinas dos municípios paraenses da região do “Baixo Amazonas”

Localidade:	Consumo de óleo Diesel (litros)	Custo do óleo Diesel (US\$)	Custo da energia hidrelétrica equivalente (US\$)	Rateio da Conta CCC (US\$)
Oriximiná	5.957.997	1.698.191	444.360	1.253.831
Óbidos	5.221.179	1.488.178	389.407	1.098.771
Alenquer	4.964.997	1.415.159	370.300	1.044.859
Monte Alegre	4.964.997	1.415.159	370.300	1.044.859
Almeirim	2.653.483	756.315	197.902	558.412
Prainha	987.124	281.357	73.622	207.735
Terra Santa	846.106	241.163	63.104	178.059
Faro	822.603	234.464	61.351	173.113
Total	26.418.486	7.529.986	1.970.346	5.559.640

O “rateio da Conta CCC” é um custo arcado por todas as concessionárias do país. O “custo da energia hidrelétrica equivalente” é coberto pela concessionária local.

## 6. ALTERNATIVA DE GERAÇÃO A GÁS NATURAL

Tendo em vista a possibilidade de utilização de gás natural de Urucu, AM, em sistemas isolados da Amazônia, e levando em consideração a intenção do governo federal atender as demandas de energia desta região usando o referido combustível, conforme consta no último Plano Decenal da ELETROBRAS, analisa-se, nesta seção, em termos técnico-econômicos, a alternativa de utilização de gás natural em usinas termelétricas nos municípios paraenses do “Baixo Amazonas”.

Avaliou-se dois tipos de equipamentos consumindo gás natural para acionar os geradores elétricos: turbinas a gás e motores Diesel. Em função da relativamente escassa faixa de capacidade dos equipamentos disponíveis no mercado, considerou-se as seguintes possibilidades de motorização das usinas:

- Uma turbina a gás em cada localidade;
- Combinações de motogeradores a gás, com atendimentos diferenciados para as demandas de base e de ponta.

Na tabela 6 estão indicados o custo total de investimento e o custo anual total de combustível destes equipamentos nas localidades analisadas. Para o cálculo do custo anual de combustível utilizou-se o preço de 3 US\$/MBTU para um gás natural de poder calorífico igual a 41.484 BTU/m<sup>3</sup>, conforme consta do último Plano Decenal da ELETROBRAS.

Tabela 6. Custo total de investimento e custo anual total de combustível de motogeradores e turbinas a gás, consumindo gás natural, nos municípios paraenses do “Baixo Amazonas”

Motogeradores		Turbinas a gás	
Custo de investimento (US\$)	Custo anual de combustível (US\$)	Custo de investimento (US\$)	Custo anual de combustível (US\$)
33.768.000	3.113.882,34	23.460.200,00	3.559.975,54

Note-se que o custo de investimento em motogeradores a gás é maior do que a outra opção. Em função da pouca disponibilidade no mercado de motogeradores a gás com capacidades elevadas, foi necessário se adotar, em alguns dos municípios, duas máquinas para o atendimento das demandas de base; com isto perdeu-se em termos de economia de escala.

Realizou-se, então, uma análise econômica das duas alternativas, utilizando os dados da tabela 6 e os valores de custos de operação e manutenção empregados pelo Grupo de Trabalho para Estudo dos Sistemas Isolados – GTSI (ELETROBRAS, 1994), indicados na tabela 7. Assumiu-se que os equipamentos possuem uma vida econômica de 15 anos e empregou-se uma taxa de retorno nos investimentos de 10% ao ano. Concluiu-se que as turbinas a gás são a alternativa mais econômica.

Tabela 7. Custos de operação e manutenção de motogeradores e turbinas a gás

	Custo fixo (US\$/kW ano)	Custo variável (US\$/MWh)
Motogeradores	47	28
Turbinas a gás	15	7

## 7. DIMENSIONAMENTO DA CADEIA DE GNL

Selecionada a tecnologia de geração mais econômica utilizando o gás natural nos municípios objeto de análise, deve-se dimensionar a cadeia de gás natural liquefeito – GNL que irá transportar o gás até estes municípios.

Desenvolveu-se, para este dimensionamento, um modelo matemático de otimização empregando programação linear, com uma formulação de transporte (Kuwahara, Castro e Bajay, 1999). Como algumas das variáveis do problema possuem um comportamento não linear, teve-se que utilizar o mecanismo de linearização por partes. O modelo otimiza o número de barcaças criogênicas de uma determinada capacidade, previamente escolhida, e o número de suas viagens requeridas para atender, ao mínimo custo, a demanda de gás nas plantas termelétricas. A figura 1 apresenta um diagrama esquemático do problema.

A demanda de energia elétrica e, conseqüentemente, a demanda de gás natural das usinas termelétricas que irão gerar esta energia nos municípios considerados varia ao longo dos meses do ano. O dimensionamento da cadeia de gás natural liquefeito deve ser feito para o mês de maior demanda no ano, que é dezembro, neste caso. Os consumo de gás natural para termelétricidade nestes municípios, no mês de dezembro, estão indicados na tabela 8.

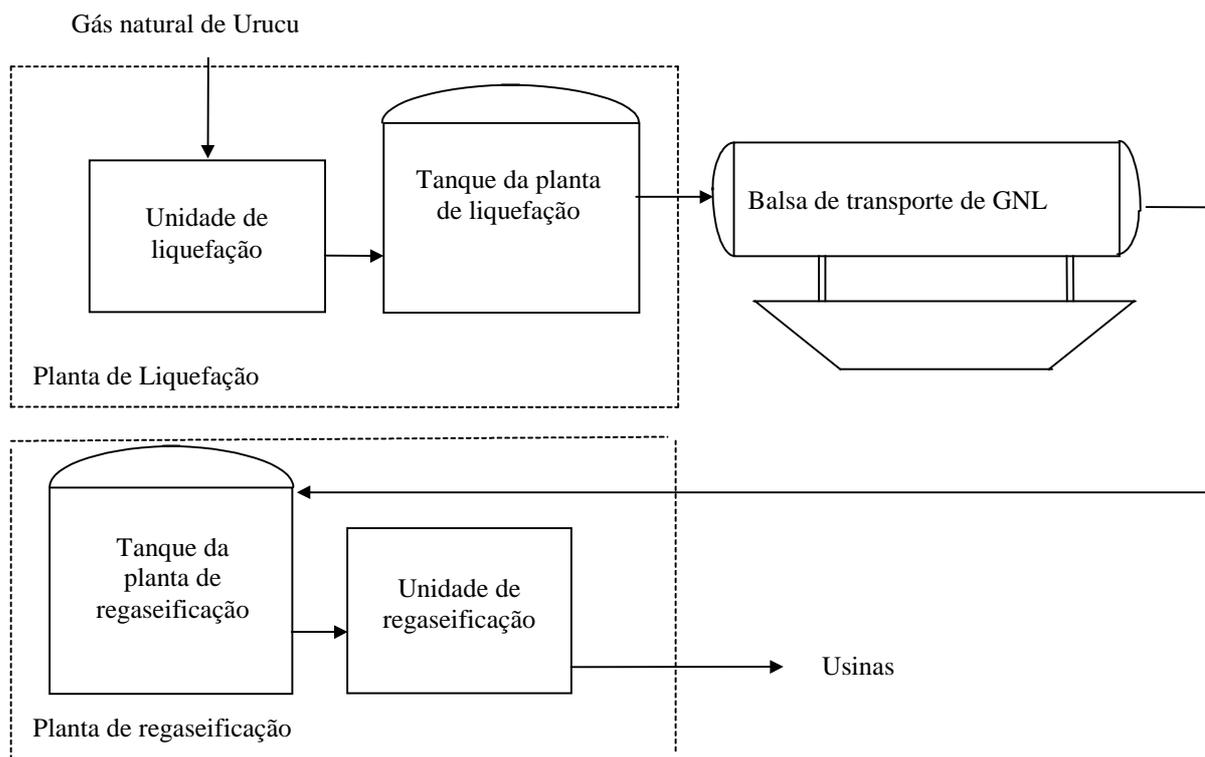


Figura 1. Diagrama esquemático da cadeia de gás natural liquefeito

Tabela 8. Consumo de gás natural no mês de dezembro nas novas plantas termelétricas dos municípios paraenses do “Baixo Amazonas”

Localidade	Nm <sup>3</sup>
Oriximiná	577.159
Óbidos	507.452
Alenquer	500.732
Monte Alegre	500.732
Almeirim	287.287
Prainha	107.268
Terra Santa	91.944
Faro	98.475

Ainda não se dispõe no país de redes de transporte de gás natural liquefeito. Logo, para se estimar os custos dos componentes desta rede se teve que recorrer à experiência internacional. As faixas de valores obtidos estão indicados na tabela 9. Eles foram utilizados como dados no modelo de otimização em questão.

Como resultado da modelagem, encontrou-se que a melhor alternativa para a configuração da cadeia de gás natural liquefeito que irá suprir as usinas termelétricas nos municípios paraenses do “Baixo Amazonas” consiste de 4 barcaças de 371 m<sup>3</sup> cada, realizando 3 viagens no mês de maior demanda. Considerando uma vida econômica de 15 anos para os equipamentos e uma taxa de retorno sobre o capital de 15%, encontrou-se que o custo anual da alternativa selecionada é de US\$ 4.392.964 em um cenário otimista de custos e US\$ 7.558.017 em um cenário pessimista.

Tabela 9. Faixas de custos unitários de investimento e de operação dos componentes da cadeia de gás natural liquefeito

Componente da cadeia de GNL:	Custo de investimento (US\$/Nm <sup>3</sup> )		Custo de operação e manutenção (US\$/Nm <sup>3</sup> )	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Unidade de liquefação	42,5	68,0	0,0419	0,0539
Tanque	7,5	12,0	0,0037	0,0062
Barcaça	20,0	40,0	0,0270	0,0332
Unidade de vaporização	12,5	28,0	0,0124	0,0207

Fonte: (PETROBRAS, 1991)

## 8. ANÁLISE COMPARATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS SISTEMAS ISOLADOS.

O custo total da alternativa de geração termelétrica alimentada a gás natural liquefeito nos municípios paraenses do “Baixo Amazonas” compreende o custo de instalação, operação e manutenção – O&M do novo parque gerador, para a opção tecnológica selecionada – turbinas a gás, apresentado na seção 6 deste artigo, mais o custo de investimento e O&M da cadeia de GNL, analisado na seção anterior.

O cômputo de tal custo produz uma faixa que varia de 132 a 167 US\$/MWh, de acordo com os cenários de custo da cadeia de GNL discutidos na seção anterior, e não inclui nenhum subsídio.

O Grupo GUASCOR venceu uma concorrência feita pela CELPA em 1996 para gerar energia no interior do Estado do Pará. Seu custo de geração, com o subsídio da CCC-ISOL, é de 96,2 US\$/MWh (CELPA, 1996). Sem este subsídio, o atual custo de geração sobe para 153 US\$/MWh.

Logo, a alternativa de geração a gás natural, em comparação com o atual sistema de geração com óleo Diesel, não é competitiva quando o subsídio da CCC-ISOL beneficia o *modus operandi* atual. No entanto, quando se retira este subsídio, a alternativa estudada é perfeitamente competitiva na maior parte da sua faixa estimada de custo total.

## 9. CONCLUSÕES

Os resultados apresentados no trabalho indicam que a alternativa de geração a gás nos municípios paraenses do “Baixo Amazonas” é competitiva em relação à geração com motogeradores a óleo Diesel, assumindo-se os parâmetros considerando neste trabalho. Decidiu-se, na análise econômica, trabalhar com uma faixa de incertezas em relação aos custos dos equipamentos da cadeia de GNL, dada a falta de experiência que se tem no país com tais cadeias.

A análise do subsídio propiciado pela “Conta de Consumo de Combustíveis para os Sistema Isolados / CCC-ISOL” indica claramente um problema futuro para a região Amazônica, já que o custo médio de geração de energia elétrica na região, sem o subsídio, deverá provocar um aumento tarifário de aproximadamente 63%, em relação à situação atual. Se não se encontrar, nos próximos treze anos, que é o tempo de vida residual da CCC-ISOL, alternativas mais baratas para o suprimento de energia elétrica em sistemas isolados, os consumidores de tais sistemas, sobretudo os de menor porte, vão sofrer bastante os efeitos deste choque tarifário.

O gás natural deverá penetrar fortemente na matriz energética do Estado do Amazonas, principalmente para geração de energia elétrica em Manaus (gasoduto Coarí-Manaus). Estudos abrangentes sobre alternativas de geração, incluindo a geração a gás natural, devem ser realizados para outros municípios da região Amazônica. Um maior número de municípios utilizando gás natural, através da cadeia de GNL, permitirá que os custos diminuam devido a efeitos de escala.

## 10. AGRADECIMENTOS

A execução deste trabalho foi possível graças aos recursos da ANEEL que financiam um projeto de pesquisa aplicada no Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE, da UNICAMP, no qual o trabalho está inserido. Os autores agradecem o apoio institucional e o patrocínio recebidos e se responsabilizam integralmente pela eventuais falhas e limitações do trabalho.

## 11. REFERÊNCIAS

- Brasil Energia, 1998. p. 81, nº 215, outubro.
- CELPA, 1996 Expansão do Sistema Elétrico - 1997/1999, Diretoria de Engenharia e Construção, Belém, PA.
- ELETOBRAS, 1996. Plano de Expansão 1997/2006, GCPS, Rio de Janeiro/Brasil.
- ELETOBRAS, 1994. Grupo de Trabalho para Estudos dos Sistemas Elétricos Isolados – Dados e critérios básicos para estudos dos sistemas elétricos isolados 1997/2006, Rio de Janeiro/Brasil.
- Kuwahara, N., Castro, L. N. e Bajay, S. V., 1999. Liquefied natural gas supply optimisation, artigo submetido para publicação na revista Energy Conversion and Management.
- Ministério de Minas e Energia – MME, 1995. Suprimento de energia elétrica na Amazônia Legal, Relatório final da comissão designada pela portaria 128/95.
- PETROBRAS (1991) Curso de Gás Natural Liquefeito, Rio de Janeiro, Brasil.
- Pinho, João Tavares, 1996. Alternativas Energéticas para a Amazônia, p. 63-68, in: Energia na Amazônia, vol I, MPGE - UFPA - UNAMAZ, Belém.

### AN ALTERNATIVE OF POWER SUPPLY FOR ELECTRICALLY ISOLATED POWER SYSTEMS IN THE STATE OF PARÁ

**Abstract:** *There are still many not inter-linked electric power systems, most of them of small sizes, in the Brazilian Amazon Region. They are supplied mostly by poorly maintained and often old Diesel engine powered generating units, that operate just part of the day. So, the electric power supply has been a strong deterrent to the economic and social development of these areas. Studies carried out by the Brazilian Ministry of Mines and Energy - MME concluded that liquefied natural gas - LNG could be the best fuel to generate electric power in some non inter-linked power systems in the Brazilian Amazonas Region. The results presented in this paper show that gas turbine generating sets fuelled by natural gas can be an economically feasible alternative to supply small not inter-linked power systems, even when the gas should be liquefied in order to reach its destination.*

**Keywords:** *Electricity generation costs, Power stations, Liquefied natural gas.*