

# ENERGIA NA AMAZÔNIA: QUAL O NOSSO FUTURO?

*Rubem Cesar Rodrigues Souza*

A região Amazônica conhecida globalmente por sua biodiversidade, também é detentora de recursos energéticos variados com potencial capaz de atender tanto as demandas internas quanto as externas, a saber: hidrocarbonetos (gás natural e petróleo); hídrico; biomassa, e; solar. Registre-se que o Brasil depende fortemente dos recursos hídricos da Amazônia para sustentar seu crescimento econômico. Em que pese a riqueza energética regional, o cenário local se caracteriza por suprimento elétrico de baixa qualidade; custos elevados de geração com forte dependência de combustíveis fósseis; grande contingente populacional sem acesso a energia elétrica, e; uma capital, Boa Vista, dependente de energia elétrica importada da Venezuela.

Descrever esse cenário em poucas páginas, partindo de um passado recente e ainda, estabelecer as bases para sustentar uma visão futurística do setor energético na Amazônia brasileira, foi o desafio com o qual o autor se deparou para construção do presente texto.

Assim, fez-se necessário estabelecer alguns recortes para viabilizar o trabalho. Primeiramente estabeleceu-se que a discussão se limitaria ao espaço geográfico da Região Norte, compreendendo os estados do Amazonas, Acre, Rondônia, Roraima, Pará, Amapá e Tocantins; haja vista que os maiores desafios e oportunidades aí se encontram. O segundo recorte foi no âmbito setorial, estabelecendo como foco o setor elétrico, por ser o grande demandante dos recursos energéticos regional.

## 1. História recente do Setor Elétrico na Região Norte

No ano de 1992 o suprimento de energia elétrica na Região Norte era levado a efeito via empresas estatais verticalizadas, ou seja, responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de eletricidade. A capital Belém e alguns poucos municípios do Pará, bem como Palmas-TO pertenciam ao Sistema Interligado Nacional – SIN, enquanto os demais municípios do Pará, bem como a integralidade dos demais estados, constituíam o denominado Sistema Isolado do Norte. O consumo de energia dos sistemas isolados do norte representava apenas cerca de 3% do consumo total do país. A concessão do serviço de energia elétrica no âmbito dos sistemas isolados, pertenciam a empresas estatais de responsabilidade dos governos estaduais, com um parque gerador constituído na sua expressiva maioria por termelétricas a combustível fóssil, e por hidrelétricas de responsabilidade da empresa Centrais Elétricas do Norte do Brasil - Eletronorte, criada no ano de 1973 sendo sua primeira sede na cidade do Rio de Janeiro-RJ posteriormente transferida para Brasília-DF. No quadro 1 consta informações acerca das hidrelétricas mais significativas em operação na Região Norte no ano de 1992.

Tabela 1. Usinas Hidrelétricas mais significativas em operação na Região Norte no ano de 1992.

Usina	Estado	Rio	Ano de inauguração	Potência instalada (MW)	Área inundada (km <sup>2</sup> )
Coaracy Nunes	AP	Araguari	1976	48*	23
Curuá-Una	PA	Curuá-Una	1977	30,3	121
Tucuruí	PA	Tocantins	1984	8.370	2.850
Balbina	AM	Uatumã	1989	250	2.360
Samuel	RO	Jamari	1990	216	656

\* Entrou em operação com 48 MW sendo ampliada em 30 MW no ano de 2000, passando a ter potência instalada de 78 MW.

É oportuno observar que na época da concepção e construção das primeiras hidrelétricas na região amazônica, não constava da pauta de discussões questões sócioambientais, o que pode explicar os grandes impactos produzidos por estes empreendimentos. Por outro lado é discutível a alegação de se tratar de obras para o desenvolvimento regional. Tal assertiva é referendada pelo fato da grande motivação para construção de Coaracy Nunes, primeira hidrelétrica construída pela Eletronorte, ser a exploração do manganês pela empresa Indústria e Comércio de Mineração (ICOMI), com pouco apelo para geração de emprego e renda local. Tem-se ainda, o caso da maior hidrelétrica totalmente brasileira, Tucuruí, em operação oito anos após Coaracy Nunes, que atendeu fundamentalmente os anseios de empresas de alumínio de origem japonesa, norte-americana e canadense.

No ano de 1993, o governo federal iniciou o processo de reestruturação do setor elétrico nacional, tendo como motivação fatores de natureza econômica, financeiros e políticos.

Mendonça, *et al.* apud Souza (2000, pg. 55) assim resume os instrumentos mais importantes usados para reforma do setor elétrico até dezembro de 1998:

- *Lei 8631/93, foi o primeiro ato legal para reformar o sistema. Introduziu uma mudança radical na política tarifária permitindo que as empresas cobrassem dos clientes um custo realista que reflete o custo de geração, incluindo pagamentos de juros e outros custos especiais tais como aqueles da aquisição compulsória. Anteriormente, as tarifas de energia se baseavam em critério arbitrário.*
- *Regulamento 1063/93 que introduziu tarifas de energia mais flexíveis para grandes consumidores, energo-intensivos, permitindo às companhias negociarem tarifas específicas com clientes diferentes.*
- *Decreto 1009/93 que criou o Sistema Nacional de Transmissão de Eletricidade (SINTREL) com o objetivo de oferecer “wheeling” de serviços de energia para produtores independentes e companhias de eletricidade.*
- *Lei 8987/95 que determina licitação pública para emitir novas concessões para companhias ou organizações que executarão o serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.*
- *Lei 9074/95 que determina os procedimentos para outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviço público e cria o produtor independente de energia, um novo elemento no sistema que operará plantas de eletricidade e venderá energia. Esta lei foi complementada pelo Decreto Ministerial 2003/96.*
- *Lei 9.427/96 que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que substituiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) como a agência reguladora. A nova agência regula o sistema de concessionário para geração de eletricidade, transmissão e distribuição. A lei também determina que a licitação pública pode ser usada nas grandes concessões e também para definir tarifas. Um aspecto importante desta lei é que esta concede à ANEEL o poder para definir tarifas de transporte de energia que é essencial para promover os produtores independentes.*
- *Lei 9.648/98 que modificou parcialmente a Lei 9.427/96 que criou a ANEEL. Mudou a definição de pequena hidroelétrica de menos de 10 MW para menos de 30 MW, definiu os procedimentos de reestruturação para as companhias federais de geração, definiu a quantidade mínima de oferta que tem que ser restringido por acordos de compra de energia (PPAs), e definiu as diretrizes principais para o mercado atacadista de energia (MAE). Também permite a livre negociação de eletricidade entre distribuição, venda a varejo e companhias de geração.*

- *Decreto 2655/98 que regula o mercado atacadista de energia e define as principais regras para o Operador Independente do Sistema (OIS).*

O programa de privatização do setor elétrico teve início efetivamente em 1995 com a venda da ESCELSA. Segundo Nascimento (1999) *et al.* apud Souza (2000, pg. 56) esse programa teve os seguintes objetivos principais:

- *“permitir a mudança do papel do Estado, concentrando suas ações e recursos, em áreas prioritárias;*
- *reduzir a dívida pública, auxiliando no ajuste fiscal do Governo;*
- *permitir a retomada dos investimentos nas empresas e atividades desestatizadas, com os recursos de seus novos proprietários;*
- *estimular a competição no mercado, contribuindo para o aumento da qualidade de bens e serviços à população”.*

Convém registrar que o agente federal responsável pela regulação do serviço de energia elétrica no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, foi criado somente em 26 de dezembro de 1996 via a Lei nº 9.427, portanto, após a primeira privatização.

Essa reestruturação permitiu a entrada do capital privado no setor elétrico via a aquisição de empresas estatais (privatização); por intermédio da figura do Produtor Independente de Energia – PIE, empresa privada que gera energia e vende unicamente para as concessionárias distribuidoras; e também pelo auto-produtor de energia, empresa que gera energia para atender seu processo produtivo e vende excedentes para a concessionária distribuidora. Também foi viabilizada a terceirização do serviço de geração de energia elétrica.

Vários fatos relevantes foram registrados a partir do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro com impacto na região Norte, merecendo destaque os seguintes:

- Em 1997, a empresa espanhola Guascor<sup>1</sup> passou a operar a termelétrica de Soure no estado do Pará. Nesse mesmo ano, teve início a operação do primeiro PIE no Brasil, a empresa americana El Paso, que se instalou na cidade de Manaus-AM como solução para o racionamento que abalava a cidade, vendendo energia ao valor de R\$ 525/MWh, quase cinco vezes maior que a média nacional à época. Data também de 1997 a criação da empresa Manaus Energia S/A<sup>2</sup>, subsidiária integral da Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., com a finalidade de prepará-la para a privatização, prevista para o ano de 1998. Neste ano também registra-se a federalização da CERON - Centrais Elétricas de Rondônia; bem como a criação da Boa Vista Energia S.A., subsidiária integral da Eletronorte.
- Em 1998 o Poder Executivo é autorizado a promover a reestruturação da Eletrobras e de suas subsidiárias<sup>3</sup>. A Eletrobras foi autorizada a adquirir o controle acionário das concessionárias estaduais de distribuição de energia elétrica: CEAL, CEPISA, CERON e Eletroacre, incluindo-as no PND - Programa Nacional de Desestatização. Nesse mesmo ano foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Também se registrou a privatização da Companhia Energética do Pará (CELPA), que foi arrematada

---

<sup>1</sup> Esta empresa foi recentemente adquirida pela empresa franco-americana Dresser-Rander.

<sup>2</sup> A antecessora da empresa Manaus Energia S/A foi a empresa Companhia de Eletricidade de Manaus – CEM, controlada pela Eletrobras até 20/12/1980, quando a Eletronorte assumiu os ativos da concessão. Até o ano de 2000, a Diretoria da Eletronorte assumiu a Diretoria da Manaus Energia, quando então passou a ter diretoria própria.

<sup>3</sup>Em conformidade com a Lei 9.619 de 02/04/98.

pelo consórcio formado pela Inepar Energia do Paraná e pelo Grupo Rede de São Paulo, com 38% das ações da empresa sendo mantidas pela Eletrobras<sup>4</sup>;

- Também no ano de 1998, registra-se a publicação do Plano Decenal de Expansão 2008/2007, elaborado pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. Este se constitui no primeiro documento dessa natureza publicado após o processo de reestruturação do setor elétrico, trazendo como marca principal o fato de ter caráter indicativo, diferentemente do caráter determinativo que caracterizava em outrora o planejamento. É oportuno salientar que o Brasil vinha, em decorrência do Plano Real, por quatro anos seguidos, apresentando altas taxas de crescimento do consumo de energia elétrica, ultrapassando a taxa de 6% ao ano; enquanto o PIB – Produto Interno Bruto crescia abaixo de 4%. Dentre as ações estabelecidas no plano decenal destacam-se os seguintes: i) construção da linha de transmissão Norte/Sul, para viabilizar a conexão dos sistemas interligados S/SE/CO e N/NE; ii) construção da linha de transmissão de 400/230 kV, com capacidade de 200 MW e 780 km de extensão, para trazer energia elétrica da Venezuela (Usina Hidrelétrica de Guri/Santa Elena) até Boa Vista, em Roraima; iii) viabilização da geração à gás natural para atendimento de Manaus, Porto Velho, Macapá e margem esquerda do Amazonas, no estado do Pará, valendo-se do gás natural da Bacia do Solimões em cumprimento ao estabelecido no Plano Brasil em Ação, do Governo Federal; iv) previsão da interligação de Rio Branco/AC ao sistema Porto Velho/RO, com desativação do parque térmico de Rio Branco, no ano de 2000; v) construção da Pequena Central Hidrelétrica de Oiapoque, de 7,5 MW, para atendimento do interior do estado do Amapá, e; vi) expansão com termelétricas a óleo diesel para as localidades do interior no âmbito dos sistemas elétricos isolados. Deve-se registrar que as expansões, a menos do interior, seriam viabilizadas via a contratação de PIE's - Produtores Independentes de Energia.
- Em 1999 entra em operação a primeira etapa da interligação Norte-Sul para unir os sistemas Norte-Nordeste e Sul-Sudeste-Centro Oeste, com o objetivo de viabilizar o intercâmbio de energia no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN. Neste ano também é lançado o Programa Nacional de Eletrificação Rural, denominado popularmente de “Luz no Campo”, objetivando suprir eletricamente áreas rurais de todo o país. Este Programa foi posteriormente substituído por outro programa governamental, o Luz para Todos;
- A Eletrobrás, no ano de 2000, assumiu o controle acionário da CEAM - Companhia Energética do Estado do Amazonas que atendia o interior do Estado, sendo autorizada a incluí-la no PND.
- No ano de 2001, a Eletronorte passa a comprar energia elétrica da Venezuela, via a operação da linha de transmissão que possibilitou o escoamento da energia hidráulica do complexo Guri-Macagua para a cidade de Boa Vista-RR.
- No ano de 2001, registra-se uma forte crise na oferta de energia elétrica no âmbito do SIN, em decorrência de um período de falta de investimento na expansão da geração. Nessa ocasião foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) e ainda a estatal Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) objetivando a compra de energia elétrica emergencial.

---

<sup>4</sup> De acordo com Souza (2000, pg. 60) “Em julho de 1998, o Grupo Rede/Vale Paranapanema adquiriu a Centrais Elétricas do Pará – CELPA, por R\$ 450,3 milhões”.

- Em 2002 é lançado o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa, não aplicável aos sistemas elétricos isolados. Neste mesmo ano, o sistema elétrico que atendia a cidade de Porto Velho-RO foi interligado ao sistema elétrico que atendia a cidade de Rio Branco-AC. Essa interligação ao mesmo tempo em que possibilitou suprir a cidade de Rio Branco com energia renovável proveniente da hidrelétrica de Samuel, implicou no desligamento das termelétricas que atendia esta cidade ocasionando perda de arrecadação significativa de ICMS para o Acre, uma vez que deixou de ser necessário a aquisição de combustível para as termelétricas;
- No ano de 2002 entra em operação a Usina Hidrelétrica Luiz Eduardo Magalhães no estado do Tocantins com potência instalada de 902 MW;
- No ano de 2003 são aprovadas novas regras para o setor elétrico nacional. No novo arranjo passa a existir a Empresa de Pesquisa Energética - EPE; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.
- Em 15 de março de 2004 registra-se a aprovação do novo modelo institucional do setor elétrico, mediante a promulgação das Leis nº 10.847<sup>5</sup> e nº 10.848<sup>6</sup>, com a ressalva de que o mesmo não se aplicava aos sistemas elétricos isolados. Cabe destacar os seguintes pontos no novo modelo: i) oferta de menor tarifa como critério para participação nas licitações e empreendimentos; ii) estabelecimento de contratos de venda de energia de longo prazo e condicionamento da licitação dos projetos de geração às licenças ambientais prévias; iii) criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e do Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico (CGISE), e; iv) a Eletrobrás e suas controladas foram retiradas do Programa Nacional de Desestatização.
- Ainda no ano de 2004 registra-se o lançamento do Programa Luz Para Todos, apresentado pelo Governo Federal não como mais um programa de eletrificação rural, e sim como um programa efetivo de inclusão social, com geração de emprego renda. O objetivo, no tocante a eletrificação, consistia na universalização do serviço de energia elétrica até o ano de 2008. Para tal o governo federal aportaria parcela significativa dos recursos necessários, cabendo um pequeno percentual aos estados e municípios.
- No ano de 2006 entra em operação a Usina Hidrelétrica Peixe Angical no Estado do Tocantins com potência instalada de 452 MW;
- No ano de 2006, a EPE apresentou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015, com previsão de revisão anual. Considerando a importância do instrumento mencionado como norteador do futuro do setor elétrico nacional, é oportuno nesse momento fazer uma parada no histórico e observar a situação do setor elétrico na região Norte à época.

Com exceção da cidade Belém e Palmas que eram atendidas pelo SIN - Sistema Interligado Nacional, as demais capitais da Região Norte bem como os demais municípios eram supridos por Sistemas Elétricos Isolados – SEI's. Ressalvando-se ainda o caso da cidade de Boa Vista – RR e seus arredores que eram supridos por energia proveniente da Venezuela.

---

<sup>5</sup> Essa lei criou a EPE – Empresa de Pesquisa Energética, com a atribuição de levar a efeito o planejamento técnico, econômico e socioambiental dos empreendimentos de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e fontes energéticas renováveis.

<sup>6</sup> Essa lei dispôs sobre a comercialização da energia elétrica.

É oportuno registrar que o SIN é constituído em sua grande parte (90%) por usinas hidrelétricas construídas normalmente longe dos centros consumidores. A operação interligada de geração, transmissão e distribuição, possibilita o intercâmbio de energia entre regiões, que podem atuar como importadoras de energia nos períodos de estiagem e como exportadoras nos períodos de chuva.

Os SEI's por sua vez, são constituídas por diversas unidades térmicas e hidrotérmicas, com forte predomínio da geração com óleo diesel, que operam desconectados da rede elétrica do SIN e próximos aos centros consumidores. Nessa ocasião, a cidade de Manaus se destacava nesse cenário por ser responsável por 50% do mercado de energia elétrica no âmbito do SEI, sendo que 40% da energia produzida era consumida pelo setor industrial, enquanto nos outros mercados o predomínio era o consumo residencial.

Verificava-se à época índice de perdas nos sistemas elétricos, tanto técnicas quanto comerciais elevadas, da ordem de 33,3% no total, estando grande parte das perdas comerciais associadas a distribuição de energia elétrica. É importante registrar que a média de perdas em nível nacional à época era de 16%.

Além disso, verifica-se um elevado endividamento de longo prazo das empresas atuantes nos SEI's decorrentes da compra de energia junto aos PIE's. Também caracteriza o quadro econômico financeiro das empresas o grande índice de inadimplência, com forte participação de órgãos públicos, correspondendo ao valor da ordem de R\$ 583 milhões no ano de 2003.

Esse cenário torna evidente a ineficácia das ações no tocante ao setor elétrico regional.

Nessa ocasião o planejamento realizado pelo setor elétrico contemplava a interligação dos SEI's ao SIN. Até o ano de 2009, os sistemas Acre/Rondônia já estariam interligados e até o ano de 2011, se interligariam os sistemas Manaus, Macapá e Pará (municípios situados à margem esquerda do Rio Amazonas: Alenquer, Almerim, Curuá, Faro, Monte Alegre, Óbidos, Oriximiná, Prainha e Terra Santa).

Retomando aos marcos históricos merecem destaque os seguintes:

- Em maio de 2008 a Eletrobras cria a Diretoria de Distribuição, unificando a administração das seguintes empresas: Amazonas Distribuidora de Energia S/A; Distribuição Alagoas S/A; Distribuição Roraima S/A; Distribuição Piauí S/A; Distribuição Acre S/a e Distribuição Rondônia S/A. Para tal em 2008, a Manaus Energia S/A incorporou a CEAM – Centrais Elétricas do Amazonas, passando o Estado do Amazonas a ser atendido por somente uma concessionária, cujo controle acionário foi assumido no mesmo ano pela Eletrobras. No ano seguinte a empresa Manaus Energia S/A passou a se chamar Amazonas Distribuidora de Energia S.A. Nessa ocasião foram anunciados vultosos investimentos a serem realizadas nas empresas do grupo Eletrobras de modo a torná-las rentáveis.
- Em 2009 o sistema Acre-Rondônia é interligado ao SIN via sistema de Mato Grosso. Registra-se ainda que entra em operação no Estado do Tocantins a Usina Hidrelétrica São Salvador com potência instalada de 243 MW.
- Em novembro de 2010, após um ano da chegada do gasoduto Urucu-Manaus, entra em operação na cidade de Manaus as primeiras usinas a gás natural, quais sejam: Tambaqui (95 MW), Jaraqui (76 MW) e Manauara (85MW); todas integrantes do parque termelétrico da Petrobras. A geração com gás natural foi viabilizada após longos anos de discussão acerca da logística de transporte do gás, e com a perspectiva de redução de custos da energia elétrica.
- No ano de 2011 passa a operar a Usina Hidroelétrica de Estreito instalada no Estado de Tocantins com potência instalada de 1.087 MW.

- Em 30 de março de 2012 entra em operação as primeiras máquinas da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio no Rio Madeira no Estado de Rondônia, com capacidade nominal de 3.150 MW, cuja construção teve início em setembro de 2008.
- Em 11 de setembro de 2012 o Governo Federal publica a MP 579<sup>7</sup>, objetivando reduzir o custo da energia elétrica para consumidores residenciais e empresas. Tal redução, estimada em 20%, se daria via a antecipação da renovação das concessões de empresas do setor elétrico.
- Em julho de 2013 a linha de Transmissão Tucuruí-Manaus foi concluída, no entanto, não foi possível entrar em operação devido a atrasos nas obras necessárias para distribuir a energia recebida, situação esta que persiste até o momento. Situação idêntica está se verificando no trecho Tucuruí-Macapá que, embora a licença de operação pelo IBAMA tenha sido concedida em janeiro de 2014, e estando, portanto, a linha construída, a mesma não pode ser usada por atraso nas obras de responsabilidade da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA. É oportuno registrar que, de acordo com a Portaria MME n.º. 258/2013, os SEI's somente serão considerados conectados ao SIN quando efetivamente atenderem todas as condições técnicas inclusive para distribuição, o que até o momento não ocorre com o Sistema Manaus e com o Sistema Macapá. Enquanto não forem cumpridas as exigências técnicas as regras para esses sistemas serão as dos Sistemas Elétricos Isolados. Salienta-se ainda que após a interligação do Sistema Manaus ao SIN a participação dos SEI's na carga total do país será inferior a 1%.
- Em setembro de 2013 entra em operação a primeira turbina da hidrelétrica de Jirau instalada no Rio Madeira no estado de Rondônia, cuja capacidade instalada total é de 3.750 MW. A licença de instalação da usina foi concedida pelo IBAMA em 2009.
- Em 26 de novembro de 2013 entrou em operação comercial a primeira linha de transmissão de energia elétrica do complexo hidrelétrico do rio madeira no estado de Rondônia. Esse empreendimento que interliga o norte com o sudeste, com 2.385 km é o maior empreendimento em extensão em corrente contínua em nível mundial.
- Ao longo de 2013 observou-se problema relacionado com o baixo índice de chuva combinado com crescimento acima do normal do consumo de energia elétrica, decorrente da redução das tarifas de energia elétrica, combinado com a redução de tributos sobre eletrodoméstico e ainda a implementação do programa “Minha casa melhor<sup>8</sup>” que objetivava equipar de eletrodomésticos as residências contruídas no âmbito do programa “Minha casa, minha vida”<sup>9</sup>.

## 2. Cenário atual do setor elétrico na região Norte

É importante nesse momento preliminarmente observar a efetividade do conjunto de medidas adotadas pelo governo federal no âmbito do setor elétrico regional.

Observa-se que, de acordo com dados do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON o índice de perda médio dos sistemas isolados do Norte, para o mês de janeiro de 2014, foi da ordem de 36,7 %, portanto, pior que o registrado no ano de 2006 (33,3%). Vale ressaltar que no âmbito da Companhia Energética de Roraima – CERR, o índice registrado foi de 62,9%.

<sup>7</sup> A MP 579 foi transformada na Lei 12.783 publicada em 11 de janeiro de 2013.

<sup>8</sup> O beneficiário do programa Minha casa, minha vida, passou a contar com crédito de R\$ 5.000,00 para compra de móveis e eletrodomésticos, que pode ser pago em até 48 parcelas.

<sup>9</sup> Programa do Governo Federal de financiamento para aquisição de casa própria.

Outro indicador relevante é o índice IASC da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que mede a satisfação do consumidor de energia elétrica. O quadro 1 apresenta o resultado da avaliação da ANEEL para o ano de 2013.

Quadro 1. Índice IASC-ANEEL verificado para empresas da Região Norte no ano de 2013.

EMPRESA	IASC (%)
Companhia de Eletricidade do Acre S/A (Eletrobras Distribuição Acre)	40,17
Amazonas Distribuidora de Energia S/A (Eletrobras Amazonas Energia)	54,64
Centrais Elétricas do Pará S/A – CELPA	46,73
Companhia Energética de Roraima – CERR	43,16
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS	60,70
Centrais Elétricas de Rondônia S/A (Eletrobras Distribuição Rondônia)	57,24
Boa Vista Energia S/A (Eletrobras Distribuição Roraima)	58,73
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA	38,43

Fonte: Construído a partir de informações contida no site [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).

Adotando como referência o índice IASC-ANEEL obtido para o Brasil no ano de 2013 (60,41%), verifica-se que a CELTINS é a única empresa que atingiu índice superior ao nacional, estando as demais muito abaixo da média, demonstrando a grande insatisfação do consumidor com a qualidade do serviço de energia elétrica que lhe é ofertado.

O setor elétrico regional vive em dois ambientes regulatórios, quais sejam: o do SIN e do Sistema Isolado.

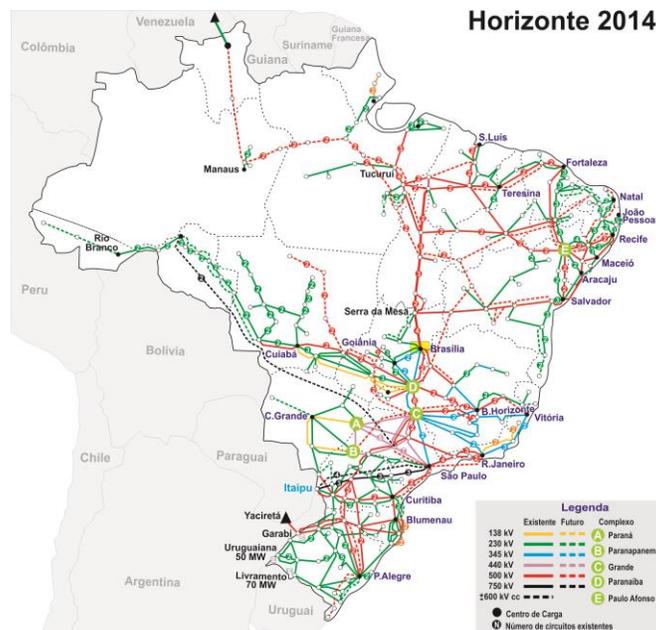
Na figura 1 pode-se observar a malha de transmissão de energia elétrica existente, bem como a expansão prevista. Esta figura evidencia a continuidade da interligação dos sistemas elétricos isolados do norte com o SIN uma vez que está previsto a conexão do Sistema Manaus ao Sistema Boa Vista o que interligaria a última capital da região Norte.

É inevitável observar que a região Norte se transformou em exportadora de energia elétrica de base hídrica para outras regiões do país. A potência instalada em hidrelétricas no Estado do Tocantins é da ordem de 2.915,4 MW enquanto a demanda máxima do sistema da empresa CELTINS, que atende esse mercado, é da ordem de 225 MW. Tem-se ainda o caso da produção de eletricidade via hidrelétricas no Estado de Rondônia com capacidade bastante superior a demanda dos sistemas Rondônia e Acre.

Em que pese a grande contribuição energética da região norte para as demais regiões do país, o consumo de energia elétrica per capita interno no ano de 2013 foi de 1.173 kWh/ano, enquanto a média nacional ficou aproximadamente 40% superior (1.638 kWh/ano).

Além disso, embora o número de domicílios supridos por energia elétrica tenha aumentado em virtude do Programa Luz para Todos, deve-se observar que a tarifa de energia elétrica da classe rural na região norte, no período de 2005 a 2014, teve acréscimo de 22,6%, inferior somente a taxa de crescimento da tarifa da classe serviço público (23,2%).

É oportuno mencionar o elevado índice de pobreza que assola a região, sendo registrado no ano de 2010 o valor médio de 15,41%. Para este mesmo ano o IDHM médio da região norte foi de 0,683, abaixo da média nacional (0,727).



Fonte: ONS (2014).

Figura 1. Malha de transmissão do SIN.

No ano de 2014 finda a vigência do Programa Luz para Todos, entretanto, verifica-se ainda a existência de um grande contingente populacional na área rural dos estados da região norte sem acesso ao serviço de energia elétrica.

É mister lembrar que o Luz para Todos foi apresentado a sociedade como um programa de inclusão social. No entanto, as denominadas ações integradas, de responsabilidade dos comitês gestores estaduais, detentoras da missão de alavancar as ações geradoras de emprego e renda, não lograram êxito. Para referendar essa assertiva tem-se o caso do Estado do Amazonas, o maior da região, que após dez anos de execução do referido programa implantou somente um Centro Comunitário de Produção – CCP, principal estratégia do Programa para geração de emprego e renda.

No geral, a geração de emprego e renda verificada não ocorreu de forma induzida, decorrente da articulação entre as esferas municipal, estadual e federal como previsto; portanto, os resultados ficaram pouco defensáveis. Assim, o programa apresenta como indicadores de avanço basicamente a quantidade de unidades consumidoras atendidas e de quilômetros de rede elétrica construída.

É relevante, para caracterizar adequadamente o cenário, registrar que poucos são os estados da região norte que possuem uma secretaria de energia ou que suas agências reguladoras de serviços públicos concedidos mantenham convênio com a ANEEL para fiscalização das empresas do setor elétrico.

Essa ausência do poder público estadual no debate e na condução do setor elétrico regional contribui para que políticas inadequadas sejam levadas a efeito, ou ainda, que os recursos energéticos da região, sejam explorados sem as devidas compensações, como o caso dos recursos hídricos para geração de energia elétrica. De acordo com a Carga Magna brasileira, a tributação na comercialização de energia elétrica deve ocorrer no destino e não na origem. Assim, os tributos que poderiam estar sendo utilizados para saúde, educação, segurança e outros fins coletivos de interesse da região norte, decorrentes da comercialização de energia elétrica produzida pelas hidrelétricas Tucuruí, Santo Antônio e Jirau, que suprem outras regiões, são

utilizados para aumentar a desigualdade regional no país, ficando internalizado somente parte dos recursos de *royalties* por uso de recurso mineral e o passivo sócioambiental.

O cenário descrito torna incontestável a afirmação que a política energética para a região norte continua fortemente dissociada da política de desenvolvimento regional.

### 3. Visão prospectiva do setor elétrico a luz do cenário atual

Para compreender a complexidade do desafio para estabelecer um cenário futurístico para o setor elétrico na região norte é mister mergulhar sobre a problemática em que vive o setor elétrico brasileiro.

Preliminarmente deve-se observar que as medidas iniciadas pelo Governo Federal via a MP 579 no ano de 2012, levaram a consequências que, até o presente momento, causam grande preocupação e incertezas, dentre as quais destaca-se a perda de receita decorrente da redução tarifária e consequente desvalorização das ações das empresas do setor elétrico<sup>10</sup>. Dessa forma, a capacidade de investimento das empresas ficou fortemente comprometida.

O regime hidrológico brasileiro também tem sido objeto de grande preocupação devido a sua relação direta com a geração hidráulica, o que afeta diretamente a operação do SIN, com consequentes impactos na região norte que cada vez mais está integrada ao mesmo.

Para melhor compreensão dessa situação Souza (2014, pg. 15), assim explica:

*“O sistema elétrico brasileiro funciona com base no denominado “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro” que neste ano completa 10 anos, e que foi concebido como resposta a crise energética setorial que levou ao racionamento nos anos de 2001 e 2002. Portanto, todo o ambiente e estratégias definidas objetivavam garantir a segurança no abastecimento. Assim, as distribuidoras assegurariam o atendimento integral do mercado, celebrando contratos de longo prazo para aquisição de energia via leilões. Registre-se que, predominantemente, a geração de eletricidade brasileira é levada a efeito via hidrelétricas. Ocorre que o regime hidrológico vivenciado no período de 2012 a 2014 foi pouco favorável ao enchimento dos reservatórios. Atualmente o nível nos reservatórios no subsistema Sudeste/Centro-Oeste é de 36% e de 42% no Nordeste, o que trás preocupação com relação ao abastecimento. Analisando essa situação somente do ponto de vista da oferta e demanda, o Brasil não precisaria se preocupar, muito embora algumas ações para conter o consumo seriam recomendáveis. Entretanto, deve-se observar que houve decréscimo na capacidade de regularização dos reservatórios nos últimos 10 anos caindo de seis para cinco meses e com previsão de chegar a quatro meses em 2020.*

*Soma-se a este cenário o impacto das ações ambientais sobre os projetos de hidrelétricas, como pode-se depreender da manifestação do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, acerca da evolução da capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas brasileira, transcrita a seguir:*

*“Embora a hidroeletricidade continue sendo predominante até 2017, o acréscimo desse tipo de fonte (17.837 MW, em 14 UHEs), incluindo a incorporação ao SIN das UHEs Balbina e Coaracy Nunes, já em operação, através da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá-TMM, se dará por usinas com*

---

<sup>10</sup> As ações ordinárias da Eletrobras em 4 de setembro de 2012 custavam R\$ 13,09 e em março de 2014 o valor ficou em R\$ 6,60, por sua vez o valor das ações preferenciais decresceu, nesse mesmo período, de R\$ 18,63 para R\$ 10,88.

*baixo ou nenhum grau de regularização anual ou plurianual (usinas com pequeno ou nenhum reservatório de regularização). Desse total de 17.837 MW, apenas 680 MW estão associados a usinas com reservatório de regularização. Esse fato se deve às restrições de ordem ambiental, com requisitos de ações mitigadoras cada vez mais rigorosos, o que acaba por inviabilizar a construção de reservatórios de regularização e/ou a inviabilidade econômica de formação de grandes reservatórios em regiões como a Amazônia, por exemplo, caracterizada por potenciais hidroelétricos de baixa queda e altas vazões no período chuvoso, o que exigiria investimentos antieconômicos para o represamento das vazões nas estações úmidas”. (ONS, 2013)”.*

É relevante mencionar que a capacidade de reserva no lago das hidrelétricas pode ser menor que as consideradas pelos agentes responsáveis pelo planejamento e operação do setor elétrico. Tal perspectiva deve-se ao fato do último levantamento realizado ter ocorrido a vinte anos atrás, sendo muito provável que tenha ocorrido assoreamento das margens dos reservatórios reduzindo a capacidade de armazenamento dos mesmos.

Outra questão a ser destacada para o cenário de disponibilidade de energia elétrica é a grande quantidade de obras em atraso em todo o país. No período entre 1998 a 2013 a ANEEL outorgou 526 projetos de usinas e que até o momento não foram iniciados, correspondendo a 15.438,19 MW. Além disso, tem-se 191 empreendimentos cuja execução estão atrasadas correspondendo a potência instalada de 20.518,21 MW. Caso tais empreendimentos estivessem operacionais corresponderia a uma capacidade de geração adicional de 35.956,40 MW, ou seja, 26,35% da capacidade total brasileira.

Merece observar também a não execução de empreendimentos de transmissão de energia elétrica, com destaque para os associados a usinas eólicas que a mais de um ano estão construídas.

Souza (2014, pg. 16) assim se manifesta acerca desse cenário:

*“Este cenário vem impondo a entrada em operação de termelétricas, o que implica em ofertar para as distribuidoras energia a custos maiores, sem que isso esteja sendo refletido nas tarifas ou custeada por outra forma. Assim, o poder público enfrenta um prejuízo, por decisão política, que chegou a R\$ 30 bilhões até a presente data. Ocorre que parte do recurso prometido pelo Governo Federal às concessionárias será pago mediante aumento tarifário. Diante desse quadro, especialistas estão recomendando a adoção de medidas para redução do consumo, e o Governo Federal, face ao processo eleitoral que será vivenciado no corrente ano, está relutando em seguir as recomendações. Entretanto, o cenário energético aponta como inevitável que tais ações sejam levadas a efeito a partir de 2015”.*

Ressalta-se que estimativas de especialistas indicam perda para empresas na ordem de R\$ 60 bilhões, considerando o declínio do valor das mesmas na Bolsa de Valores.

Diante das perdas econômicas várias empresas tiveram que reduzir seus custos implementando planos de demissão voluntária, o que levou a redução da capacidade técnica, cuja magnitude do impacto é de difícil previsão.

Salienta-se que no ano de 2015 vencem as concessões das seguintes empresas de distribuição que atuam na região Norte: Boa Vista Energia S/A; Companhia Energética de Roraima - CERR; Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA; Amazonas Distribuidora de

Energia S/A – AmE; Centrais Elétricas de Rondônia – CERON, e; Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE.

Se a motivação para renovar as concessões na geração e transmissão foi a redução das tarifas, na distribuição o governo objetiva ganhos de qualidade e solvência financeira das empresas. Salienta-se que não sendo renovada a concessão, será levado a efeito processo de licitação exclusiva dos ativos, e o controlador que assumir a empresa não terá nenhum compromisso com os recursos humanos remanescentes, o que tem gerado grande inquietação do corpo de empregados dessas empresas. É importante lembrar que o índice IASC da ANEEL mostra que os consumidores não estão satisfeitos com o serviço o que depõe contra a renovação das concessões.

Diante de tantas incertezas o que é possível vislumbrar é a continuidade da exploração do potencial hídrico da região, sem que se perceba movimentação no sentido de assegurar para a região norte compensações a altura dos benefícios proporcionados as demais regiões. De acordo com o planejamento do setor elétrico o potencial hídrico da região norte estará totalmente explorado nos próximos 15 a 20 anos.

Não se pode ter a expectativa de que a legislação ambiental vigente será capaz de frear esse processo ou colocá-lo em perspectiva diferente do que vem ocorrendo historicamente. Para corroborar a assertiva, deve-se observar que o Brasil enquanto signatário da Convenção da Diversidade Biológica, quase duplicou sua área protegida na última década, sendo que 93% da área está na região amazônica. Por outro lado, a proibição da entrada em áreas protegidas mesmo que para estudos caiu por terra diante da publicação da Portaria MMA nº. 55 de 17 de fevereiro de 2014, que tornou legal a realização de estudos para aproveitamento hidrelétrico em áreas protegidas.

A Eletrobras por sua vez, vem disseminando o conceito de Usinas Plataforma<sup>11</sup>, como modelo de hidrelétricas mais ambientalmente adequados para a região amazônica.

Quanto a universalização do serviço de energia elétrica caso as concessões sejam renovadas é possível vislumbrar o aumento da quantidade de consumidores atendidos face aos movimentos que se verifica junto ao MME, ANEEL e Eletrobras.

Em que pese haja perspectivas para o aumento de consumidores atendidos, há que se questionar a qualidade e quantidade de energia que está sendo ofertada, bem como, a estratégia de inserção do serviço de energia elétrica.

Caso o atendimento seja feito à diesel, o cenário será de uso de energia não renovável, de elevado custo e sem potencial de agregar emprego e renda local em sua cadeia produtiva.

Além disso, tendo como balizador os resultados do Programa Luz para Todos verifica-se que a universalização do serviço de energia elétrica, mesmo que seja alcançada não há indicadores que apontem para resultados sócioeconômicos a altura das expectativas e merecimento dos povos da região. Em que pese o contingente populacional que passou a ter acesso a eletricidade na região nos últimos dez anos, não se verificou nesse período progresso significativo no cenário sócioeconômico regional.

O uso de tecnologias de energias renováveis vem sendo perseguido pelo governo federal via instrumentos regulatórios.

Nesse particular destaca-se a regulamentação do **Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI** e do **Sistema Individual de Geração de Energia**

---

<sup>11</sup> Segundo a Eletrobras as Usinas Plataformas, é um conceito de usina hidrelétrica derivado das plataformas marítimas de exploração de petróleo, consistindo em empreendimento cercado pela floresta; onde os canteiros de obra serão menores, sendo desmontados ao final da obra e a área reflorestada; além da adoção de uma série de outras medidas para mitigar impactos sócioambientais.

**Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI**, via Resolução Normativa no. 493, de 5 de junho de 2012.

As unidades consumidoras atendidas por esses sistemas deverão ser enquadradas conforme a disponibilidade mensal de energia constante do quadro 1.

Quadro 1. Disponibilidade mensal de energia para os sistemas MIGDI e SIGFI regulamentadas pela ANEEL.

Disponibilidade mensal garantida (kWh/mês UC)	Consumo de referência (Wh/dia/UC)	Autonomia mínima (horas)	Potência mínima (W/UC)
13	435	48	250
20	670	48	250
30	1.000	48	500
45	1.500	48	700
60	2.000	48	1.000
81	2.650	48	1.250

Fonte: ANEEL: Resolução Normativa n.º. 493 de 5 de Junho de 2012.

Também é merecedor de registro a Resolução Normativa ANEEL n.º. 482, de 17 de abril de 2012, que instituiu a microgeração<sup>12</sup> e minigeração<sup>13</sup> distribuída, possibilitando ainda, que o consumidor possa ser remunerado pela energia que venha injetar na rede elétrica por meio do sistema de compensação de energia elétrica.

A mencionada legislação cria perspectiva de mercado para tecnologias de energias renováveis tanto no meio urbano quanto no rural.

No entanto é preciso observar que os mencionados instrumentos regulatórios não são suficientes para superar as barreiras existentes quando o assunto é difundir tecnologias de energias renováveis na região norte. Dentre estas é merecedor de destaque as seguintes: i) falta de inventário de recursos energéticos renováveis; ii) baixo quantitativo de pessoal qualificado no quadro das concessionárias para realização de levantamentos, projetos, instalação e operação de tecnologias de energias renováveis; iii) as tecnologias de energia renováveis geralmente apresentam custos mais elevados de instalação frente a geração diesel; iv) permanência do subsídio para a geração à diesel e para o transporte de óleo diesel; e vi) inexistência de incentivos fiscais e creditícios locais capazes de atrair não somente os empreendimentos de geração de energia elétrica mais também a cadeia produtiva associada a estes.

Em síntese, entende-se que há oportunidades importantes a serem aproveitadas que assegurariam um cenário futuro mais promissor para a área energética para os povos amazônicos. Entretanto, tais oportunidades só serão aproveitadas com a mudança de postura do poder público na esfera de estados e municípios, sobre os quais recai a responsabilidade pelo estabelecimento e condução da política energética em sua esfera administrativa em consonância com a política nacional.

#### **4. Visão prospectiva do setor elétrico a luz da experiência acadêmica**

Sem a pretensão de apontar soluções salomônicas para cenário tão complexo quanto o apresentado, registro aqui algumas visões que considero factíveis para os problemas

<sup>12</sup> Central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

<sup>13</sup> Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

apresentados, alicerçado na experiência obtida ao longo de mais de vinte anos de atuação profissional como professor, consultor e pesquisador na área de energia.

Primeiramente lancemos o olhar acerca dos recursos energéticos locais *vis a vis* as opções tecnológicas passíveis de aproveitamento dos mesmos. É oportuno registrar que não discorreremos acerca de toda a gama de possibilidades.

A energia solar, mãe de todos os demais recursos energéticos, representa um importante recurso a ser explorado. Nesse particular é *mister* esclarecer que, embora a região Norte não detenha os melhores índices de radiação solar do Brasil, o pior caso brasileiro é maior em torno de 40% que o melhor índice de radiação da Alemanha, que por sua vez apresenta um programa robusto de aproveitamento de energia solar para geração de energia elétrica via sistemas fotovoltaicos.

É oportuno deixar claro também que a energia solar pode ser usada tanto para geração de eletricidade via sistemas fotovoltaicos quanto para produção de calor via sistemas solar térmicos.

Os sistemas fotovoltaicos apresentam custos bastante superiores aos sistemas térmicos, particularmente os utilizados para aquecimento de água, muito embora venham apresentando custos decrescentes. Porém deve-se registrar que, ao se analisar a adoção de sistemas fotovoltaicos deve-se fazê-lo a luz do contexto em que a mesma será utilizada, não sendo adequado, sem uma prévia análise, afirmar que os sistemas fotovoltaicos são inviáveis face aos custos envolvidos na implantação dos mesmos.

Análise mais detida também deve ser feita com relação ao uso de sistemas solares para aquecimento de água na região norte. De primeira mão muitos consideram que, pelo fato da região registrar altos índices de temperatura ao longo de todo ano, não haveria razões para uso de tecnologias de conversão de energia solar em energia térmica. Entretanto, um olhar sobre o uso final da eletricidade não deixará dúvidas que a adoção de tais tecnologias reduziria o consumo de eletricidade atualmente empregada para aquecimento de água em chuveiros elétricos com grande uso em hotéis; para cocção de alimentos e para lavanderias, a custos bastante competitivos uma vez que tais tecnologias gozam de linhas de financiamento específicas além da isenção de IPI – Imposto sobre Produto Industrializado.

Outro recurso importante a ser considerado é o hídrico. Tal recurso vem sendo explorado largamente na região e os planos governamentais apontam que tal tendência se manterá para os próximos anos. Entretanto, deve-se observar que historicamente os esforços se concentraram nos estudos para implantação de aproveitamentos destinados a geração de grande quantidade de energia de forma centralizada via a construção de centrais hidrelétricas.

Nesse sentido, foi desconsiderado o potencial para mini, micro e pico hidrelétricas<sup>14</sup> ou ainda o potencial para geradores hidrocinéticos<sup>15</sup>. Portanto, os estudos de inventário das oportunidades de instalação de tais tecnologias em muito contribuiriam para a difusão das mesmas na região.

Os recursos do reino vegetal não poderiam ser deixados de fora dessas reflexões. Inúmeras são as experiências acadêmicas desenvolvidas na região amazônica que evidenciam a viabilidade técnica de aproveitamento energético de biomassa local, seja ela de origem extrativista seja decorrente de plantio.

Em que pese a grande diversidade de recursos existentes, nossas reflexões se deterão somente sobre duas oportunidades para aproveitamento energético de biomassa.

---

<sup>14</sup> As mini centrais possuem potência entre 100 kW e 1 MW; as micro centrais possuem potência entre 1 kW e 100 kW e, as pico centrais a potência é abaixo de 1 kW.

<sup>15</sup> Geradores hidrocinéticos são equipamentos que fazem a conversão da energia cinética de cursos d'água em energia elétrica, sem a necessidade de construção de barragens.

A primeira oportunidade se relaciona com a tecnologia de gaseificação de biomassa. Os gaseificadores se constituem, de maneira simplista, em equipamento capaz de converter a energia contida na biomassa *in natura* ou carbonizada em energia elétrica, por meio de um processo de queima controlada e o uso de motor de combustão interna ou externa.

Tais equipamentos podem ser utilizados para aproveitamento de resíduos agroindustriais, tais como, caroço de açaí, casca de cupuaçu e casca de Castanha do Brasil.

A inserção desta tecnologia em agroindústrias asseguraria destinação ambientalmente adequada aos resíduos, além de reduzir os custos operacionais do processo produtivo aumentando a competitividade do produto regional. Em alguns casos seria possível comercializar com a concessionária a energia elétrica excedente aumentando a rentabilidade do empreendimento.

A outra oportunidade consiste na produção de etanol de mandioca e seu uso, dentre outros, para geração de energia elétrica.

De todas as alternativas energéticas apresentadas esta sem dúvidas é a que maior debate requererá para sua implantação, muito embora, seja a que apresenta maior potencial para transformar a realidade energética e sócioeconômica da região.

A luz da experiência vivenciada ao longo do projeto de P&D intitulado “Geração de Energia Elétrica com Etanol de Mandioca no Amazonas”, financiado pela empresa Amazonas Distribuidora de Energia S/A, apresenta-se algumas informações relevantes em defesa dessa alternativa energética, quais sejam:

- i) A matéria prima, a mandioca, é uma espécie nativa da região amazônica, fazendo parte do cotidiano do produtor rural;
- ii) Pesquisas desenvolvidas pela EMBRAPA possibilitam produzir cultivares com maior produtividade adequadas aos ecossistemas amazônicos de várzea e terra firme. A produtividade média na região norte é de 10 ton/ha, enquanto a obtida no mencionado projeto foi de 25 ton/ha;
- iii) Um grupo doméstico tem condições de manter um plantio numa área de 7 a 9 hectares, desde que não tenha que processar o produto para, por exemplo, produção de farinha, uma vez que o produtor teria que processar de 70 a 90 toneladas de mandioca de forma manual e em condições insalubres como ocorre atualmente;
- iv) A produção de mandioca pode ser feita em áreas antropizadas, podendo ocorrer em consórcio com outras culturas, tais como feijão e banana;
- v) Há tecnologia nacional de implementos agrícolas para o plantio e também para colheita de mandioca e, ainda para a produção de etanol de mandioca, sendo esta última produto de exportação;
- vi) É possível produzir etanol de mandioca a custos competitivos com o etanol disponível no mercado. O projeto de P&D mencionado demonstrou que, com alguns poucos incentivos, é possível produzir o etanol a R\$ 2,48/litro. Salienta-se que tal valor é referente a agosto de 2013, quando o preço do etanol era de R\$ 2,43/litro e R\$ 2,79/litro, respectivamente em Manaus e no município de Itacoatiara a somente 270 km de Manaus com acesso pela rodovia AM-010 devidamente asfaltada;
- vii) Existem equipamentos disponíveis no mercado nacional e internacional para geração de energia elétrica com etanol variando de 24 kW até dezenas de MW. No Brasil tem-se duas experiências consolidadas. A primeira, em operação desde 14/12/2010 consiste em uma termelétrica pertencente a Petrobras instalada na cidade de Juiz de Fora – MG, com com turbina aeroderivativa de 43,5 MW que funciona com gás natural e etanol. A segunda experiência consiste em dois motogeradores de 250 kW cada, instalados na termelétrica de Lindóia no município de Itacoatiara/AM, sendo a

- única instalação deste tipo no mundo, estando em funcionamento desde 05/09/2013, fruto do mencionado projeto de P&D;
- viii) O uso de etanol de mandioca para geração de energia elétrica, reduz substancialmente o custo de transporte de combustível, com impacto positivo direto no custo de geração e no abastecimento das usinas nos períodos de vazante dos rios;
  - ix) A produção de etanol de mandioca fixa mão de obra no meio rural, podendo inclusive inverter o fluxo migratório que atualmente é do meio rural para o meio urbano;
  - x) O uso desse energético alternativo contribuirá para a redução das emissões de gases de efeito estufa; uma vez que este poderá substituir o uso de combustíveis fósseis usado atualmente para geração de energia elétrica e também para o transporte terrestre e fluvial;
  - xi) O uso da mandioca para geração de energia elétrica cria escala para viabilizar economicamente a otimização da cadeia produtiva como por exemplo, fazendo uso dos resíduos agrícolas, galhos e folhas, para a indústria de ração e cosméticos;
  - xii) A prorrogação, por mais 50 anos, dos incentivos para o Polo Industrial de Manaus, possibilita vislumbrar a atração de empresas para produção de equipamentos necessários para a cadeia produtiva em questão, reduzindo os custos e ampliando a geração de emprego e renda.

Em que pese as incontáveis alternativas energéticas apresentadas não se pode achar que a problemática energética é de fácil solução.

Para que tais alternativas sejam exploradas com otimização dos ganhos econômicos, sociais e ambientais, é fundamental a implantação de um ambiente institucional adequado. Isto quer dizer que estados e municípios adotem postura proativa no trato da problemática energética regional. Nesse sentido propõe-se, a luz do processo que vem se desenvolvendo no Estado do Amazonas, as seguintes medidas para criação do mencionado ambiente.

1. Criação do Conselho Estadual de Energia, a exemplo do que o Estado do Amazonas fez via a Lei nº. 3.782 de 20 de Julho de 2013;
2. Estabelecimento da política energética estadual, com amparo legal, alinhada com a política nacional e, com foco no estímulo ao aproveitamento dos recursos energéticos renováveis locais e as ações de eficiência energética. É importante que a política energética estabeleça seu compromisso com o desenvolvimento sócioeconômico. Nesse particular o Conselho Estadual de Energia do Amazonas, fez a primeira reunião do Grupo de Trabalho constituído para elaborar a política energética do estado, no dia 01 de outubro de 2014 dando início a esse processo.
3. Elaboração de um plano de trabalho, contendo as ações, programas e projetos para serem implementados em horizonte de tempo de 5 (cinco) anos, com revisão anual, para implementação e acompanhamento da política energética estadual. Dentre as ações sugere-se as seguintes: i) criação de incentivos para a cadeia produtiva de tecnologias de energias renováveis e de produtos e serviços associados a eficiência energética; ii) elaboração do balanço e da matriz energética estadual, que gerarão os indicadores adequados para acompanhamento da efetividade das demais ações; iii) criação de um programa de P&D para a área energética, e; iv) criação de um programa de capacitação de formação de recursos humanos na área de energia, e;
4. Celebração de convênios, nos estados que ainda não o fizeram, entre a Agência Reguladora de Serviços Públicos concedidos estadual e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para fiscalização das empresas do setor elétrico.

Considerando que muitas das questões transcendem a esfera de cada estado, necessário se faz que um ambiente seja criado para integração entre as políticas estaduais e o interesse regional. Para tal seria desejável a criação do Comitê de Política Energética da Região Norte – CPE. Entende-se que o tema de grande relevância a ser tratado de pronto consiste nas compensações adequadas para uso dos recursos hídricos disponíveis na região.

Os recursos financeiros para manutenção dessas estruturas administrativas poderiam advir dos *royalties* produzidos pelo setor energético, inclusive da parcela que cabe a união.

Em que pese a grande ênfase dada nestas proposituras as energias renováveis, considero que não se pode prescindir dos recursos energéticos não renováveis. Por muito tempo ainda teremos que nos valer dos combustíveis fósseis. Por outro lado, não se pode esquecer os danos sócioambientais que o mundo vem vivenciando com tendência de intensificação, dado o uso dos mesmos, carecendo de medidas urgentes para que possamos vislumbrar um futuro economicamente viável, socialmente justo e ambientalmente correto.

### **Referências bibliográficas**

ONS - Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 11/10/2014.

Souza, Rubem C.R. *Energia Renovável e Eficiência Energética no Estado do Amazonas*. Relatório Técnico. GIZ - Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit. Manaus-AM, 2014.

Souza, Rubem C.R. Souza. *Planejamento do Suprimento de Eletricidade dos Sistemas Isolados na Região Amazônica: Uma Abordagem Multiobjetiva*. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas-SP, 2000.

### **Dedicatória:**

Dedico esse texto ao meu filho Alessandro Cesar que está iniciando sua formação profissional na área energética.