



ANÁLISE ECONÔMICA FINANCEIRA COMPARATIVA DA AUTOPRODUÇÃO DIRETA OU CONECTADA NO SIN – UM ESTUDO DE CASO

Leonardo Granada Midea¹

Luiz Claudio Ribeiro Galvão¹

Fernando A. Almeida Prado Jr.^{1,2}

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo verificar a viabilidade econômica financeira da autoprodução direta e interligada, elaborando uma comparação entre uma usina hidrelétrica ligada diretamente ao consumo, e uma usina ligada ao SIN, com potência e energia asseguradas. Para isso, foram utilizadas como premissas, uma indústria de alumínio que é um tipo de indústria eletro-intensiva e uma usina hidrelétrica, que neste trabalho foi a UHE Piraju, usina de concessão da CIA BRASILEIRA DE ALUMÍNIO, que cedeu os dados de geração real. Ponderando os resultados apresentados nos diversos cenários estudados, verificamos a viabilidade da usina ligada diretamente à carga. Contudo, o Decreto no 5.163, de 30/07/2004, por meio do Artigo 71, somente permite que usinas sejam ligadas diretamente à carga se estiverem dentro do mesmo sítio. O proposto é a inclusão de um novo parágrafo no Artigo 71 com condições de economicidade para a permissão da ligação da usina diretamente ao consumo.

Palavras-chave: Autoprodução de Energia; Redução de Custos com Energia; Ligação da Usina à unidade de Consumo; Ligação da Usina no SIN.

1 Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, leomidea@gmail.com, lcgavao@pea.usp.br

2 Sinerconsult Consultoria Treinamento e Participações Ltda. Engenheiro Civil, Mestre e Doutor pela Unicamp em Planejamento de sistemas Energéticos, Prof. Dr. Escola Politécnica da USP, Av. prof. Luciano Gualberto, travessa 3, nº 158, sala A2-43, Prédio da Elétrica, Cidade Universitária, São Paulo – SP, CEP: 05508-900, telefone: (11) 3091-5279, fernando@sinerconsult.com.br



ABSTRACT

The propose of this study is to verify the economic financial feasibility of the direct self production, a hydropower unit directly connected to a consumption unit and to a hydropower unit connected to the "SIN", with guaranteed power and energy. For this purpose, the study used as pattern an aluminum industry, a type of electric-intensive industry, as well as a hydroelectric power unit, which in this study was the UHE Piraju, the energy authorized supplier unit of the CIA BRASILEIRA DE ALUMÍNIO, who provided the real generation data. Considering presented results on several studied scenarios, it was verified that is more feasible the unit directed connected to the consumption.,However, the Act n. 5.163, 07/30/2004, through the Article 71 only allows power units to be connected to the demand if they are in the same site. The proposal is the inclusion of a new paragraph in the Article 71 with economic conditions in order to allow the connection between the power units to the consumption.

Keywords: self energy production; energy costs reduction; power generator connection to a consumption unit; power generator connection to power system.

1. INTRODUÇÃO

O tema deste trabalho, Análise econômica financeira comparativa da Autoprodução Direta ou conectada no SIN – Um estudo de caso, foi um desafio de verificar a viabilidade, diante das perspectivas de acréscimo da autoprodução de energia de grandes indústrias, principalmente eletrointensivas, na sua própria planta, visando garantir o suprimento e assegurar sua produção.

Esta dissertação foi também subsidiada pela publicação da apresentação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que tem perspectivas de aumento da produção de energia elétrica "in situ".

O acréscimo de geração dar-se-á, principalmente, por meio de cogeração ou termelétricas instaladas, ou até mesmo usinas hidrelétricas e eólicas, que podem ser uma estratégia para a indústria, principalmente a eletrointensiva, como a indústria de alumínio, em que o custo de energia elétrica é inversamente proporcional ao resultado líquido da empresa.



Um aspecto importante para a viabilidade das indústrias eletrointensivas e competitividade com relação ao mercado internacional, é o fato do Brasil ser privilegiado em fontes renováveis de energia.

“Em um futuro de restrição de carbono, economias muito baseadas no carvão, como EUA e China, sofrerão um encarecimento do processo produtivo. Mas o Brasil, como sempre lembra o presidente, é a pátria dos biocombustíveis.

Com etanol, biodiesel e com ferro e aço produzido com carvão vegetal de floresta de eucalipto, o País ganha. Não precisa exportar o combustível, mas produzir o ferro e o aço aqui. O mesmo vale para o alumínio, na comparação com a produção australiana. O Brasil usa energia elétrica de origem hidráulica nesse processo de fabricação. A Austrália queima carvão mineral. A lógica dos EUA (para se opor à redução das emissões) é oposta à lógica do Brasil. Num mundo onde haja restrição de emissões, o País tem uma vantagem competitiva. Para ele, é bom economicamente se o mundo reduzir. Além, é claro, de evitar danos severos para a humanidade.” (MEIRA FILHO, L. G. Mundo Negocia Pós-2012. [Depoimento a Giovana Girardi]. Jornal O Estado de São Paulo, São Paulo, 05 jun. 2008, p. X”).

Um dos desafios deste tema é a verificação da viabilidade econômica para a empresa, numa geração hidroelétrica localizada na planta da fábrica, com linhas de transmissão próprias, comparado com uma geração hidrelétrica conectada no Sistema Interligado Nacional (SIN).

2. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é comparar, com base nas leis do mercado de energia elétrica nacional, uma fonte de energia hidrelétrica conectada diretamente na unidade de consumo, neste caso, uma indústria de alumínio, e esta mesma fonte conectada no Sistema Interligado Nacional.

Para o cálculo da viabilidade, serão utilizados todos os encargos de energia de uma usina hidrelétrica na modalidade de Produção Independente, com o propósito específico de autoprodução conectada no SIN, excetuando os encargos que uma usina conectada na carga também teria.

Também será utilizado o mercado de energia de curto prazo para comercialização de excedentes de energia que uma fonte de energia interligada no SIN tem, com base no histórico de preços do mercado de energia



de curto prazo, utilizando todos os benefícios que possui esse tipo de usina.

Os impostos referentes à comercialização e utilização de energia, como PIS, COFINS e ICMS serão considerados quando pertinentes.

3. A INDÚSTRIA DE ALUMÍNIO

O alumínio é um metal que possui propriedades com diversos usos, sendo o terceiro elemento mais abundante na crosta terrestre.

É um metal jovem que apresenta grande aumento em sua demanda, mostrando sua importância para a indústria moderna. Sua produção atual já supera a totalidade de todos os outros metais não-ferrosos

Atualmente, existem diversas aplicações para esse material, em decorrência de suas vantagens sobre outros metais, principalmente por suas características físico-químicas, com destaque para seu baixo peso específico, sua resistência à corrosão e alta condutibilidade elétrica e térmica. Essas propriedades são as comumente requeridas para as matérias-primas da indústria que necessitam diversificar seus produtos e criar soluções para outros mercados, como o setor automotivo e de construção civil, por exemplo.

O Brasil tem a terceira maior reserva do minério no mundo, localizada na região amazônica, conforme podemos verificar na Tabela 1 anterior. Além da Amazônia, o alumínio pode ser encontrado no sudeste do Brasil, na região de Poços de Caldas e de Cataguases, ambas em Minas Gerais.

Apesar de possuir a terceira maior reserva de bauxita no mundo, o Brasil é apenas o 6º maior produtor de alumínio primário.

Esse tipo de indústria é um dos maiores consumidores de energia do Brasil, sendo conhecida como Eletrointensiva, que por definição é aquele cujo valor da energia elétrica utilizada represente mais de 25% (vinte e cinco por cento) do custo da mercadoria produzida, assim entendida a soma do custo da matéria-prima, material secundário e mão-de-obra, geralmente esse tipo de indústria tem seu fator de carga muito próxima a 1.

As indústrias eletrointensivas têm sempre uma grande preocupação com os aumentos de tarifas de energia elétrica que incidem diretamente nos custos do produto. O custo da energia elétrica corresponde a cerca de 30% do valor total do alumínio, sendo bastante elevado, considerando-



se que esse percentual trata somente da matéria-prima alumínio, não considerando outros valores agregados, como a transformação em chapas ou latas de refrigerantes, como exemplos.

4. ENERGIA ELÉTRICA E A INDÚSTRIA DE ALUMÍNIO

A indústria eletrointensiva tem excessiva preocupação com a segurança e qualidade no fornecimento de energia elétrica no Brasil.

Os riscos de falta no suprimento, como os apresentados no período do racionamento em 2001, são diretamente proporcionais à estratégia de investimentos em ampliação de produção da indústria do alumínio.

Apesar da grande consciência tomada pela população de que a energia elétrica é um insumo de suma importância, uma vez que toda a população, comércio e indústria foram obrigados a racionar energia no ano de 2001, integradas com a atual conscientização de preservação ao meio ambiente, sustentabilidade e preocupação com o aquecimento global, que hoje estão na mídia, a existência de uma possibilidade de um novo racionamento assustam os investidores, principalmente os eletrointensivos.

Para se ter uma ideia da evolução extorsiva dos preços e tributos sobre a energia, em 2003, das doze fábricas da Gerdau no mundo, nove tinham seus custos de energia mais competitivos que as do Brasil. Atualmente, apenas duas fábricas da Gerdau se encontram no Brasil.

O custo da energia na cadeia produtiva do alumínio, que representa em média de 35% a 40% do custo final do produto bruto, demanda um alto grau de risco para a saúde desse tipo de indústria. (ABAL, 2006)

Devido a todos esses fatores de risco, na maioria delas, as indústrias de alumínio, bem como outros produtores eletrointensivos, têm como principal estratégia, visando minimizar a alta volatilidade apresentada atualmente nos preços da energia, a aquisição de concessões de usinas hidrelétricas, e participação em consórcios ou Sociedade de Propósito Específico (SPEs), como estratégia para diminuir seus custos com esse insumo. Este tipo de investimento é denominado autoprodução.

Para poder se manter competitiva e manter seu crescimento econômico e produtivo, o setor da indústria de alumínio espera investimentos que adicionem 10.000 GWh até o ano de 2015. (ABAL, 2006)



A estratégia de investir em autoprodução não é nova, na década de 40, a Alcan impulsionou o crescimento da indústria de alumínio no Brasil com a construção de usinas para o abastecimento de sua fábrica, seguindo sua bem sucedida experiência no Canadá.

A CBA foi outra empresa que desde o início investiu em usinas para alimentar sua fábrica localizada na cidade de Alumínio, interior do Estado de São Paulo, estratégia essa que a empresa mantém até hoje.

No ano de 2000, a proporção de autoprodução na matriz energética da indústria de alumínio era de 12%. Com a tendência de alta nos preços de energia, aumentaram os investimentos e, em 2007, a participação saltou para 27%, com perspectivas de crescimentos maiores para os próximos anos.

Para comprovar a importância das empresas autoprodutoras de energia no cenário energético nacional, 30% da energia gerada nas usinas do complexo do rio Madeira serão destinadas às grandes empresas do mercado livre de energia. O governo brasileiro vê, nesse segmento, uma alternativa importante de alavancar investimentos no setor energético do país, evitando, assim, futuros problemas como o ocorrido em 2001.

O cenário de autoprodução no Brasil atualmente está em franca evolução, existem duas usinas em construção, UHE Estreito com 1.087 MW e UHE Serra do Facão com 210 MW, perfazendo um total de 1.297 MW. Em operação existem seis usinas, sendo UHE Candonga com 140 MW, UHE Ourinhos com 44 MW, UHE Piraju com 70 MW, UHE Machadinho com 1.140 MW, UHE Barra Grande com 690 MW e UHE Campos Novos com 880 MW, perfazendo um total de 2.964 MW, além das usinas que são ligadas diretamente à carga, isto é, que não fazem parte da Rede Básica. (ABAL, 2006)

Devido a problemas, principalmente na tentativa de obtenção de licenças ambientais, algumas usinas ainda não começaram sua construção; dentre elas estão a UHE Serra Quebrada com 1.328 MW, a UHE Santa Isabel com 1.087 MW e a UHE Pai Querê com 290 MW, perfazendo um total de 2.705 MW a ser adicionado ao Sistema Brasileiro.

Visando diminuir os custos de energia, incentivando as indústrias eletrointensivas a investir em autoprodução, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, em seu artigo 26, equipara a autoprodutor o consumidor que atenda cumulativamente aos seguintes requisitos:



I – que venha a participar de Sociedade de Propósito Específico - SPE constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica;

II – que a sociedade inicie a operação comercial a partir da data de publicação da Lei;

III – que a energia elétrica produzida no empreendimento deva ser destinada, no todo ou em parte, para seu uso exclusivo.

A mencionada equiparação é destinada à isenção de alguns encargos que incidem sobre comercialização de energia, quais sejam, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Programa de Incentivo de Fontes Alternativas – PROINFA e a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL.

Trata-se, portanto, do reconhecimento da parcela de autoprodução em SPE que, de maneira equivocada pelo arcabouço jurídico e normativo anterior à mencionada Lei nº 11.488, foi alocada como comercialização.

O parágrafo 2º da citada Lei diz que *“a regulamentação deverá estabelecer, para fins de equiparação, montantes mínimos de demanda por unidade de consumo”*.

Nesse sentido, o Decreto nº 6.210, de 18 de setembro de 2007, no seu artigo 2º estabeleceu que *“para fins da equiparação de que trata o artigo 26 da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, cada unidade de consumo a que se destina a energia elétrica proveniente de Sociedade de Propósito Específico deverá ter demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW”*.

5. O MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL

Durante a década de 90 quase todas as empresas de energia do Brasil foram privatizadas, um sistema elétrico que era do Estado passou a ter empresas privadas no comando, com isso, a ânsia por resultados, lucros, e com uma visão social, passou a ser capital.

Para que essa transição se desse de maneira sustentável, fez-se necessário criar uma agência reguladora, a Agência Nacional de Energia Elétrica, Aneel, responsável pelas atuais regras e modelo do setor elétrico brasileiro.



Após a criação da Aneel, e com o objetivo de promover a competitividade e desenvolvimento do setor elétrico, foram criadas duas empresas sem fins lucrativos, conforme segue:

- Operador Nacional do Sistema, ONS, criado por meio da Lei 9.649 de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto n. 2.655 de 02 de julho de 1998, com as alterações do Decreto n. 5.081, de 14 de maio de 2004, que define sua principal responsabilidade no Art. 1º transcrito abaixo:

“Art. 1º - O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fica autorizado, nos termos do art. 13 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a executar as atividades de coordenação e controle da operação, da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.”

- Mercado Atacadista de Energia Elétrica, MAE, regulamentado por meio do Decreto no 2.655 de 02 de julho de 1998, regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, responsável por gerir as transações de compra e venda de energia no sistema interligado nacional, além de criar os procedimentos e regras de mercado, como, obrigações para vender e comprar toda a disponibilidade de energia gerada, procedimentos de adesão ao MAE, contabilização e liquidação financeira, registro dos contratos bilaterais, requisitos de garantia financeira, mediações entre agentes membros, entre outros.

Porém, o sucesso do modelo esbarrou no racionamento ocorrido em 2001, e uma série de mudanças de diretrizes teve que acontecer, principalmente no tocante à manutenção dos recursos hidrológicos, visando um melhor aproveitamento do regime hidrotérmico nacional, mitigando nova possibilidade de falta de energia.



5.1. Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Brasil é um país com características continentais, o que o faz único; seu sistema de transmissão de energia elétrica tem a capacidade de transportar grandes quantidades em grandes distâncias.

O Sistema Interligado Nacional, SIN, atende as regiões Sul, Sudeste, Nordeste e parte do Norte. De acordo com o ONS, 3,3% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados predominantemente na região Amazônica.



Figura 1 - Sistema Interligado Nacional (ONS, 2008)

A responsabilidade da operação do SIN, bem como despacho das usinas, fica ao encargo do Operador Nacional do Sistema (ONS).

Atualmente, de acordo com informações colhidas do site da Aneel, o Brasil possui uma malha de transmissão de energia de 83.947,216 km, que estão em operação e fazem parte do Sistema Interligado Nacional.

Por meio da Figura 2, a seguir, é possível notar que o acréscimo anual de linhas de transmissão se intensificou com a entrada da Aneel em 1998, que por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elabora os estudos das necessidades de ampliação da rede de transmissão e promove licitações para empresas privadas interessadas na construção da mesma.

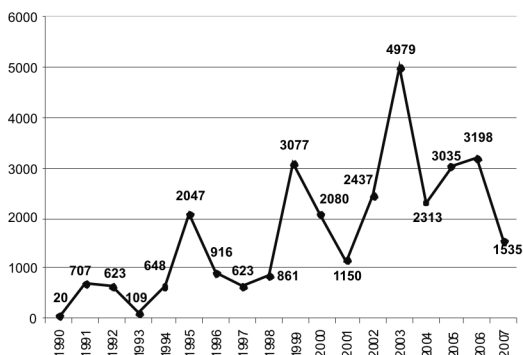


Figura 2 - Acréscimo anual de linhas de transmissão (em km) (ONS, 2008).

O Sistema Interligado Nacional é composto por linhas de transmissão e subestações de energia com tensão igual ou superior a 230 kV. Esse conjunto é denominado Rede Básica.

O acesso à Rede Básica é livre, quaisquer agentes produtores, distribuidores ou consumidores de energia têm o direito de acesso, desde que atendidas as exigências técnicas e legais. O acesso do consumidor livre é assegurado pelo artigo 15º da Lei nº 9074 de 1995.

Lei nº 9.074/95, art. 15º - "É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livres acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo Poder Concedente."

O direito ao livre acesso faz parte da reestruturação do setor elétrico nacional, concedendo maior liberdade ao setor, com intuito de uma maior competitividade e sustentabilidade.

Porém, o livre acesso está condicionado à solicitação e posterior avaliação, com estudo das influências das cargas ou geração, no ponto de conexão e no sistema, indicando a consequência aos demais usuários, e que garanta o fornecimento com maior qualidade e confiabilidade possível.

Para os consumidores livres que pretendem acessar a Rede Básica, o Decreto 5597, de 2005, preconiza as seguintes formas:



- 1) por meio de concessionárias de distribuição locais;
- 2) por meio de concessionárias de transmissão locais;
- 3) mediante construção do próprio acesso.

Todos os procedimentos para o acesso, bem como a avaliação dos estudos realizados, são efetuados pelo ONS, regidos pelos Procedimentos de Rede, que são documentos auxiliares que definem procedimentos e regulamentos técnicos de uso e operação do SIN, bem como os direitos e deveres do ONS, consumidores livres, distribuidores e transmissoras.

Os usuários da Rede Básica têm como obrigação firmar um Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão (CUST), com o ONS, que estabelecem as regras e condições técnicas do uso das instalações de transmissão.

Para o acesso à Rede Básica se faz necessário, também, firmar o Contrato de Conexão à Transmissão (CCT) com a concessionária de transmissão local, que visa estabelecer as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexões, subestações, e respectivos encargos.

Como outros encargos para os usuários de redes de transmissão e distribuição, temos:

a) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, foi criado em 2002, instituído pela lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Anualmente, são divulgadas pela Aneel as cotas anuais de energia e o rateio do custo a serem pagas por todos os agentes conectados ao SIN, que comercializam energia com o consumidor final, ou utilizam a rede de distribuição, isto é, todos os consumidores de energia que estão ligados direta ou indiretamente ao SIN, excluindo os consumidores classificados como residencial de baixa renda, com consumo inferior a 80 kWh/mês.



A compra da energia produzida pelos geradores cadastrados no PROINFA é garantida pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, assegurada por 15 anos após entrada em operação, e seu valor não pode ultrapassar um piso, definido como 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final.

Como o valor definido é insuficiente para cobrir os custos destes geradores, é dado ao produtor um crédito complementar oriundo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, calculado pela diferença entre o valor econômico específico de cada fonte, a ser definido pelo Poder Executivo, mas sempre respeitando o piso definido na primeira etapa, e o valor recebido da Eletrobrás.

Os valores de tarifas, bem como as quotas de energia para cada consumidor livre, autoprodutores e concessionárias de distribuição, é definida anualmente, sendo que a atual tarifa e quota de energia foi definida pela Resolução Normativa no 567, de 27 de novembro de 2007, por meio do Artigo 1º, Parágrafo Único, abaixo transcrito:

Parágrafo único. Fica estabelecido, para os fins desta Resolução, o valor unitário do PROINFA, em R\$ 2,59/MWh, que acrescido dos tributos Programa de Integração Social – PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, resulta na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST PROINFA, no valor de R\$ 2,85/MWh.

As cotas de energia estão dispostas no anexo da Resolução supra citada.

b) Conta de Desenvolvimento Energético

Com a publicação da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, foi criada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que tem como principais objetivos o desenvolvimento energético dos Estados, subsidiar a competitividade da energia produzida por fontes alternativas, tais como, eólica, biomassa, Pequenas Centrais Hidrelétricas, gás natural e carvão mineral nacional, e também promover a universalização da distribuição de energia elétrica por todo país.

De acordo com a Lei 10.438/02, Artigo 13º, parágrafo 1º, “Os recursos da CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela Aneel a concessionários,



permissionários e autorizados e, a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final. Esses valores tiveram como base os custos estabelecidos para a Conta de Consumo de Combustíveis do Sistema Interligado – CCCINTERLIGADO do ano de 2001, e são reajustadas anualmente, conforme Parágrafo 3º, na proporção do crescimento do mercado de cada agente, até o limite que não cause incremento tarifário para o consumidor.

A CDE tem período de vigência de 25 (vinte e cinco) anos, e é regulamentada pelo Poder Executivo, e movimentada pela Eletrobrás.

As tarifas da CDE são diferentes para cada região do Brasil, para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, o valor da tarifa é de R\$ 10,00/MWh, e para as regiões Norte e Nordeste, o valor da tarifa é R\$ 2,10 / MWh, sendo que para ambos os casos, já estão incluídos no valor da tarifa os tributos de PIS/COFINS.

As tarifas da CDE mencionadas foram publicadas na Resolução Homologatória nº 671, de 24 de junho de 2008.

c) Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis

A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) foi criada em 05 de julho 1973, instituída pela Lei nº 5.899, e regulamentada pelo Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973, inicialmente aplicada apenas às regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e posteriormente em todo o Brasil.

A CCC tem como objetivo financiar os custos de geração de energia termelétrica com base em combustíveis fósseis nos Sistemas Interligados e, principalmente, nos Sistemas Isolados.

O subsídio da CCC permite que os consumidores localizados nos Sistemas Isolados tenham tarifas mais justas, alinhadas com as tarifas praticadas no restante do país.

Por meio da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, a CCC foi desdobrada em três subcontas, a CCC – Norte/Nordeste, CCC – Sul/Sudeste/Centro-Oeste, e CCC – Sistemas Isolados, e estabelecidos critérios para o rateio dos custos.

O benefício da CCC foi estendido às Pequenas Centrais Hidrelétricas, e empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, em 27 de maio de 1998, por meio da Lei nº 9.631.



A CCC teve seu período de vigência estendido por mais 20 anos, com a publicação da Lei nº 10.438/02, que alterou o Art. 11º da Lei nº 9.648/98, e incorporou o direito de uso da geração de energia elétrica a partir de gás natural.

Cabe à Eletrobrás a gestão dos recursos provenientes da CCC, sendo que o rateio das transmissoras, que, por sua vez, repassam estes custos ao consumidor.

No caso dos consumidores livres conectados à Rede Básica de transmissão, o valor do encargo do CCC-Sistema Isolado é de R\$ 9,22/MWh, já incluídos no valor da tarifa, os tributos de PIS/COFINS, de acordo com o publicado na Resolução Homologatória nº 671, de 24 de junho de 2008.

d) Energia de Reserva

A Energia de Reserva ou Demanda de Reserva é um instrumento publicado pela Aneel nos dispositivos da Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, alterado pela Resolução Normativa nº 304, de 04 de março de 2008, da Aneel, em que trata da tarifa sobre a demanda em caso de falhas de geração de uma ou mais unidades geradoras, e na qual a fórmula do cálculo da tarifa e as regras são transcritos no artigo 5º da resolução citada, conforme a seguir:

“Art. 5º O valor a ser cobrado nos contratos de reserva de capacidade pelo uso dos sistemas elétricos de transmissão ou distribuição será calculado por meio da seguinte equação:

$$E_{RC} = (M_P \cdot T_P + M_{fp} \cdot T_{fp}) \cdot \frac{n_u}{n_m}$$

Onde:

ERC: encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade, em R\$;

nu: número de dias em que houve utilização da reserva de capacidade no mês em referência;

nm: número de dias do mês em referência;

Tp: tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição no horário de ponta para unidades consumidoras, em R\$/kW;



Tfp: tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição no horário fora de ponta, para unidades consumidoras, em R\$/kW;

Mp: montante de uso de reserva de capacidade para o horário de ponta, em kW, determinado pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo ciclo contratual;

Mfp: montante de uso de reserva de capacidade para o horário fora de ponta, em kW, determinado pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo o ciclo contratual.

§ 1º Na hipótese de, em um determinado ciclo contratual, o número acumulado de dias em que houve utilização da reserva de capacidade ultrapassar 60 (sessenta) dias, as tarifas aplicáveis ao cálculo do encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade relativo aos dias excedentes serão de valor igual a quatro vezes as tarifas de uso do sistema de transmissão ou de distribuição estabelecidas para os horários de ponta e fora de ponta.

§ 2º Será aplicada à parcela do montante de uso de reserva de capacidade verificada por medição superior ao valor contratado uma tarifa de ultrapassagem igual a três vezes o valor aplicável da tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição estabelecida para cada período, quando se verificar ultrapassagem superior a 5% (cinco por cento) do valor contratado, considerando-se $nu = nm$ na equação referenciada no “caput”.

d) Pesquisa & Desenvolvimento

O encargo referente à Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D) foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, e estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante 1% de sua receita operacional líquida no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica.

Os autoprodutores de energia elétrica são isentos da aplicação desses encargos sobre a parcela efetivamente autoproduzida, sendo que os montantes de energia que excederem seu consumo estão sujeitos à cobrança de P&D.



A aplicação desse encargo, no caso de um agente de geração, é dividida em três setores, conforme definido na Lei nº 11.465/2007, que alterou incisos I e III do art. 1º da 9.991/2000, sendo estes:

- 0,4% em Pesquisa e Desenvolvimento;
- 0,4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDTC); e
- 0,2% para o Ministério de Minas e Energia (MME).

5.2. Comercialização de Energia

Assim como o Operador Nacional do Sistema (ONS) foi criado para operar e regular o setor de geração e transmissão de energia do Sistema Interligado Nacional no Brasil, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa Aneel nº 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela Aneel.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi criado conforme o art. 10 da Lei nº 9.648, de 27/05/1998, e Decreto nº 2.655, de 02/07/1998, e instituído pela assinatura de um contrato de adesão multilateral de todos os Agentes (Acordo de Mercado), como um mercado autorregulado, com a finalidade de viabilizar as transações de energia elétrica por meio de Contratos Bilaterais e do Mercado de Curto Prazo (Mercado "Spot"), entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no SIN - Sistema Interligado Nacional.

A partir de 2004, após a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, foi criada, em substituição ao MAE, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), autorizada por meio da lei nº 10.848, e regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004.



A CCEE é uma empresa privada e sem fins lucrativos, composta de agentes de Geração, Distribuição, Comercialização e Consumidores Livres de Energia Elétrica, estes obrigados a registram mensalmente todos os seus consumos e contratos bilaterais, sujeitos a todas as regras criadas pela CCEE e homologadas pela Aneel.

A contabilização da CCEE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos Agentes, e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada).

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) que é um valor utilizado como base para valorar os volumes de energia comercializados no Mercado de Curto Prazo, calculado por meio de sistemas computacionais.

O Preço do PLD, expresso em R\$/MWh, é divulgado semanalmente (ex-ante) e subdividido por patamar de carga, isto é, leve (horários de baixo consumo), médio (horários de médio consumo) e pesado (horários de maior consumo do sistema); e por submercado, isto é, Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Norte (N) e Nordeste (NE).

No cálculo do PLD, efetuado pelo CCEE, são utilizadas as premissas adotadas pelo ONS, excetuando as considerações referentes às restrições de transmissão interna a cada submercado, e a energia de teste das unidades geradoras, para que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo.

A diferença de custo entre o despacho sem restrição e o despacho real é coberta pelo Encargo de Serviço do Sistema - ESS.

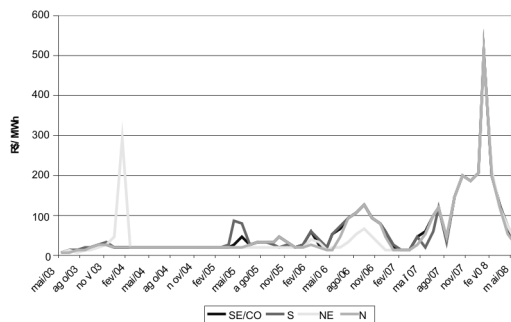


Figura 3 - Histórico do PLD médio (CCEE, 2008)



5.3. Energia Assegurada

A energia assegurada de uma usina hidrelétrica é a quantidade de energia disponível para o agente, ou agentes consorciados, proprietário da concessão da mesma, compreendendo a fração de energia que ela pode alocar no sistema elétrico, utilizando uma operação cooperativa dentro do SIN, maximizando a eficiência dos recursos energéticos do país.

Essa energia é calculada na função de valorar a máxima geração, que pode ser obtida de uma usina hidrelétrica numa série hidrológica pouco favorável, partindo de uma base histórica que, atualmente, é de aproximadamente 70 anos de vazões numa determinada bacia hidrográfica, onde se localiza a usina a ser calculada.

Com o uso de recursos estatísticos é possível simular todas as sequências de vazões de cada bacia hidrográfica, quantificando, assim, a máxima geração que pode ser mantida por todas as usinas ao longo dos anos, obtendo o máximo aproveitamento das usinas hidrelétricas, possibilitando, assim, maximizar o atendimento à demanda.

Visando compartilhar os riscos hidrológicos das usinas hidrelétricas, tendo em vista que a operação de despacho destas é de forma centralizada, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que é um equacionamento financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam todos os Agentes de Geração, sem os prejudicar comercialmente, garantindo a entrega da energia assegurada.

O MRE proporciona a segurança aos agentes detentores de usinas hidrelétricas para que comercializem sua energia assegurada, independentemente da geração física da usina, considerando que o grupo de usinas participantes do MRE teve a geração suficiente para a realocação de energia.

Todas as usinas que possuem despacho centralizado, isto é, usinas despachadas para geração pelo ONS, são obrigatoriamente participantes do MRE.

O MRE nasceu da necessidade de separar os interesses comerciais da maior eficiência no uso do parque hidrológico brasileiro, retirando a influência de mercado dos despachos físicos das usinas.

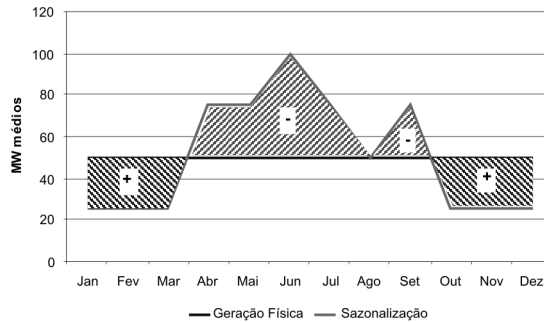


Figura 4 - Exemplificação do MRE

6. METODOLOGIA EMPREGADA

Com o intuito de verificar a viabilidade econômica e financeira da autoprodução direta, isto é, ligada diretamente na unidade de consumo, comparada com esta mesma usina ligada no SIN, despachada, centralizada pelo ONS, utilizando as regras de mercado e sazonalização da energia assegurada, foi elaborada uma planilha de cálculos utilizando a metodologia a ser apresentada.

Primeiramente, como base de cálculo, deve-se utilizar as seguintes premissas, na visão do consumidor:

- uma indústria de Alumínio, com carga de 39,96 MW;
- consumo “flat”, isto é, sem sazonalidade, devido a este tipo de indústria ser do tipo eletrointensiva;
- conexão na Rede Básica, com TUST no valor de R\$5,792 kWh/h, valor retirado pela média dos encargos atribuídos ao consumidor CBA, de acordo com a Resolução Homologatória no 671, de 24 de junho de 2008;
- modalidade de Autoprodutor, isento dos pagamentos de CCC, CDE e PROINFA sobre a parcela autoproduzida.

A seguir, as premissas utilizadas para a UHE Piraju, considerando os dados de geração física cedidos pela CBA, e de acordo com o Contrato de Concessão no 303/1998:



- energia assegurada de 42,47 MW médios ou 372.037 MWh/ano;
- potência assegurada de 65 MW;
- conexão na Rede Básica, com TUST Geração no valor de R\$1,549 kWh/h, de acordo com a Resolução Homologatória no 671, de 24 de junho de 2008;
- geração Física cedida pela CBA conforme Figura 5.

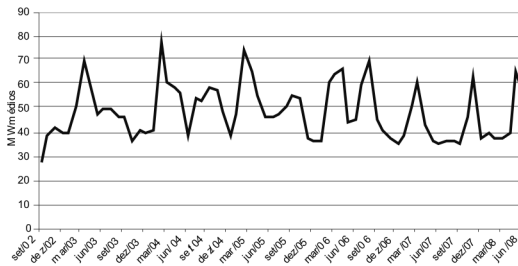


Figura 5 - Geração Física da UHE Pirajó

Para o estudo em questão, serão utilizados alguns cenários, baseados na geração física e PLD dos anos de 2006 e 2007.

Os cenários a serem estudados serão os seguintes:

1) usina conectada diretamente à carga. Este cenário será a base de comparação com os outros 3 cenários.

2) usina conectada na Rede Básica, com sazonalização de sua energia assegurada de forma “flat”, considerando esta a forma mais conservadora de sazonalização para um autoprodutor, cuja finalidade é manter seu custo de energia constante.

3) usina conectada na Rede Básica, com sazonalização de sua energia assegurada de forma “agressiva”, contando que a sazonalização que é “ex-ante” acertou todos os meses de PLDs mais altos dos anos de 2006 e 2007.

4) usina conectada na Rede Básica, com sazonalização de sua energia assegurada de forma “moderada”, contando que, na sazonalização, foi considerada uma energia mínima mensal, no valor da metade da energia assegurada da usina e uma energia máxima de



55 MW médios, isto é, 10 MW médios abaixo da potência assegurada da usina, sendo esse valor utilizado nos maiores PLDs dos anos de 2006 e 2007.

As usinas dos cenários 1 e 2 serão remuneradas na mesma proporção da energia assegurada, considerando a energia na barra da usina, isto é, antes da aplicação de perdas.

Nos cenários 3 e 4, as usinas serão remuneradas na proporção da sazonalização da energia assegurada, também na barra da usina.

A remuneração da usina considerada, no valor de R\$ 99,00/MWh, é referente à transferência de energia produzida da UHE Piraju à unidade consumidora, este valor foi retirado da venda de energia derivada da UHE Baixo Iguaçu, realizado no 7º Leilão de Energia Nova da CCEE (Edital no 003/2008-Aneel).

7. RESULTADOS OBTIDOS

Para a obtenção dos resultados foram consideradas as metodologias de cálculo utilizadas no item 6, anterior, os dados de energia e tarifas apresentadas nesta dissertação, e conforme quantidade de energia gerada pela UHE Piraju nos anos de 2006 e 2007, comparadas com a energia assegurada "Flat" desta mesma usina, e o PLD médio realizado nestes anos e apresentadas na Figura 6, a seguir.

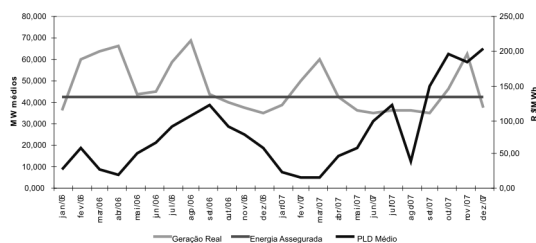


Figura 6 - Histórico considerado

Na Figura 7 são apresentadas as curvas de energia utilizadas na base de cálculo dos diversos cenários apresentados, sazonalizadas, ou no caso do Cenário 1, a geração física real.

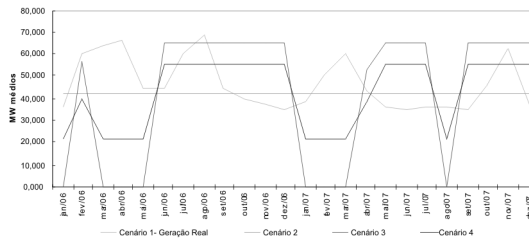


Figura 7 - Sazonalização dos Cenários

Na Tabela 1, a seguir, é apresentado o resumo comparativo com a somatória das referências de custos de cada cenário, para os anos de 2006 e 2007, e os valores totais para cada cenário estudado.

Tabela 1 - Resumo dos Resultados Obtidos (em R\$).

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Energia	73.663.326,00	73.663.326,00	73.663.326,00	73.663.326,00
Demanda de Reserva	91.388,31	0,00	0,00	0,00
CCC/CDE/PROINF A	589.035,94	0,00	5.164.507,12	2.672.714,90
TU ST – Carga	1.186.016,26	5.554.759,68	5.554.759,68	5.554.759,68
TU ST – Geração	1.191.230,57	2.416.440,00	2.416.440,00	2.416.440,00
Comercialização de Energia	(7.932.331,43)	0,00	(18.671.277,30)	(10.072.614,64)
E S S	13.745,06	360.875,89	360.875,89	360.875,89
MRE	0,00	(827.656,88)	(822.644,91)	(833.182,79)
P&D	103.519,60	0,00	255.512,93	137.350,16
TOTAL	68.905.930,30	81.167.744,69	67.921.499,41	73.899.669,19

8. CONCLUSÃO

De acordo com o resumo dos resultados obtidos na tabela 1, o Cenário 3, que teve uma sazonalização da energia assegurada, chamada de agressiva, e contando que a sazonalização, que é “ex-ante”, acertou todos os meses de PLDs mais altos dos anos de 2006 e 2007, podemos verificar que esta sazonalização apresentou uma redução de 1,4% em relação ao caso base, que é a usina produzindo energia diretamente para a carga.

Analisando item a item os valores apresentados como despesa ou receita, pode-se ver que:



- Energia – o custo para os quatro Cenários se manteve, pois a base de remuneração da usina não se altera;
- Demanda de Reserva – o custo somente é apresentado no Cenário 1, porque esta tarifa é específica para uma usina ligada diretamente à fábrica, e serve para proteção no caso de eventuais falhas;
- CCC / CDE / PROINFA – podemos identificar que nos Cenários 3 e 4 estes encargos são mais representativos, devido à sazonalização da energia assegurada propiciar uma maior compra de energia do sistema, onde esse encargo é incidido;
- TUST Carga – em comparação aos demais Cenários, o 1 apresenta baixo custo, pois a usina ligada à carga diminui a demanda necessária do sistema de transmissão e, conseqüentemente, é necessário firmar um menor contrato de CUST, com menores custos;
- TUST Geração – no Cenário 1, o custo deste encargo é refletido somente porque existe venda de energia ao mercado, isto é, geração superior a carga, mesmo assim este é menos representativo que nos demais cenários;
- Comercialização de Energia – devido à geração média da UHE Piraju ser superior a energia assegurada, no Cenário 1 a comercialização apresenta bons resultados, logicamente não comparados aos Cenários 3 e 4, que foram considerados um volume de energia comercializada superior nos meses onde o PLD tem seu maior valor, gerando uma grande receita e, conseqüentemente, reduzindo os custos de energia da fábrica;
- ESS – este encargo é cobrado proporcionalmente ao consumo de energia do sistema, em função deste ser mais representativo nos Cenários 2, 3 e 4, onde são conectados diretamente à Rede Básica;
- MRE – a geração junto à carga, como no Cenário 1, não dá direito à usina de participação no MRE, nos demais Cenários, devido à geração real ter sido superior a energia assegurada, nos anos de 2006 e 2007, este mecanismo gerou um crédito, reduzindo o custo final de energia da fábrica estudada;
- P&D – é apresentada cobrança de encargo quando da comercialização de energia, como se apresenta nos cenários 1, 3 e 4. No Cenário



2, não existe este encargo, pois a diferença entre os valores de energia na fábrica e seu consumo é zero.

Ponderando os resultados apresentados nos diversos Cenários, verificamos que é mais viável à usina ligada diretamente à carga, pois a previsibilidade do mercado de preços de curto prazo é pequena, e dificilmente se acertaria com precisão os PLDs registrados no ano seguinte ao da sazonalização.

Para um autoprodutor, o mais importante é estabilizar seus custos, como foi demonstrado no Cenário 2, e este demonstrou um custo de energia 17,8% superior em comparação ao Cenário 1.

Mesmo se comparado ao Cenário 3, que de forma moderada prevê a sazonalização nos maiores valores de PLD nos anos de 2006 e 2007, o Cenário 1 demonstra-se melhor.

Apesar de se tratar de um trabalho com cenários abrangendo apenas 2 anos, é possível identificar que a melhor forma de se reduzir os custos com energia é a usina ligada diretamente à carga, e além do custo, outra vantagem é a minimização das perdas elétricas de transmissão.

Entretanto, em contraponto à usina ligada diretamente à fábrica, tem-se que, como a geração no Brasil é basicamente de hidrelétricas, e o armazenamento de energia é estocástico, é possível que exista um melhor aproveitamento na geração física se esta usina for operada pelo ONS, que é o órgão competente para realização dos despachos e que procura otimizar o sistema.

Neste estudo, cabe destacar que a usina ligada diretamente à fábrica somente é possível se estes, usina e fábrica, incluindo a linha de transmissão de conexão, estiverem em sítios de mesma titularidade e mediante aprovação da Aneel, conforme podemos observar no Artigo 71 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, em especial nos parágrafos 7º e 8º.

Como alternativa, é sugerida a inclusão do parágrafo 9º, visando que, se a economicidade comprovada do projeto for positiva, seja possível a ligação de uma usina diretamente ao consumo, sendo a usina separada da carga em qualquer distância.

A finalidade deste trabalho é contribuir aos Autoprodutores de Energia de que se possível for construir uma linha de transmissão ligando



diretamente a usina à fábrica, e esta, sendo viável, o custo de energia em seu produto final é menor, podendo ter uma rentabilidade maior para seu negócio, e contribuir para a segurança do setor elétrico brasileiro, retirando carga do sistema.

Este trabalho também possibilita viabilizar aproveitamentos hidrelétricos atualmente inviáveis devido a seus custos de geração serem altos, podendo ser compensatórios no caso da autoprodução.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Anuário Estatístico ABAL 2006.

ONS Operador Nacional do Sistema, <http://www.ons.org.br/home/> , acesso em 12/04/2008.

BRASIL, CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=2e09a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD> , acesso em 12/04/2008.