

Otimização do Uso de Turbinas Axiais em Pequenas Centrais Hidrelétricas da Amazônia

Optimization of the use of axial turbines in small hydro power plants in the Amazon

Marco Valério de Albuquerque Vinagre¹; Claudio Jose Cavalcante Blanco²; André Luiz Amarante Mesquita³;

Alberto Carlos de Melo Lima⁴ e Leonardo Augusto Lobato Bello⁵

^{1,5} Universidade da Amazônia, Belém, PA, Brasil

valeriovinagre@gmail.com; leonardo.bello@unama.br

^{2,3,4} Universidade Federal do Pará, Belém, PA, Brasil,

blanco@ufpa.br; andream@ufpa.br; acmlima@unama.br

Recebido: 07/04/15 - Revisado: 16/08/15 - Aceito: 27/10/15

RESUMO

Estudou-se a otimização técnico-econômica da geração elétrica de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) de baixa queda da Amazônia, objetivando contribuir para estudos hidro energéticos de PCHs. Curvas de permanência de vazões necessárias ao dimensionamento de PCHs foram simuladas com o Modelo Hidrológico Não-linear Simples com Fator de Ganho Sigmoidal (MSV). Devido a sazonalidade climática inerente à Amazônia, a geração hidrelétrica das PCHs foi considerada utilizando duas turbinas hidráulicas axiais em paralelo. Para a otimização técnica, com o programa CARTHA obtiveram-se curvas de carga das turbinas, para estudo da influência da regulação e relação das potências das turbinas sobre a eficiência energética das PCHs. Conclui-se que PCHs dotadas de turbinas com regulação dupla apresentam eficiência de 80%, com regulação do rotor 72% e com regulação do distribuidor 65%. Para a otimização econômica, estudaram-se três cenários de mercado: desaquecido, neutro e aquecido. Conclui-se que os melhores resultados técnico-econômicos foram obtidos para PCHs com potência total da ordem de 30MW, turbinas iguais, apenas com regulação do rotor, mercado desaquecido, resultando em Período de Retorno de 1,7 anos e Rentabilidade de 222%.

Palavras Chave: Amazônia. Pequenas bacias. Pequenas centrais hidrelétricas

ABSTRACT

The technical and economic optimization of electricity generation by small hydropower plants (SHP) with a low head in the Amazon is studied, in order to contribute to hydro energy studies of these SHP. The flow duration curves (FDC) needed to design hydropower generation were simulated using the Nonlinear Hydrological Model Simple with Sigmoidal Gain Factor (SVM). Due to seasonality inherent to the Amazon, SHP generation was considered using two axial turbines operating in parallel. For technical optimization the CARTHA program was used to obtain the axial turbine load curves, allowing the study of the influence of the type of regulation and the relationship of the powers of the turbines on the energy efficiency of SHP. Plants with double regulation turbines presented an efficiency of 80%, for rotor regulation 72% and for distributor regulation 65%. Three market scenarios were studied for economic optimization: sluggish, neutral and hot. The best technical and economic results were obtained for SHP with total power on the order of 30MW, equal turbines equipped with rotor regulation only, sluggish market, resulting to the return period of 1.7 years and profitability of 222%.

Keywords: Amazon. Small basins. Small hydropower plants

INTRODUÇÃO

A viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) de baixa queda para a Amazônia é investigada, com objetivo de contribuir para os estudos hidro energéticos de pequenas bacias amazônicas, a partir de modelos hidrológicos, tecnológicos e econômicos adequados ao uso racional dos recursos hídricos. Esse problema é particularmente importante, pois a provisão de energia é vital para a sustentabilidade de comunidades da região, muitas vezes isoladas, sendo crucial para viabilizar o funcionamento de hospitais, escolas, indústrias, além das atividades domésticas e de lazer, representando um importante marco na melhoria da qualidade de vida dos cidadãos brasileiros que vivem nessas comunidades.

Para isso, estudaram-se aspectos relevantes do problema: 1º) a importância das PCH para as comunidades isoladas da Amazônia; 2º) a modelagem hidrológica de pequenas bacias de baixa queda da Amazônia, para o que foi desenvolvido modelo chuva-vazão não-linear com fator de ganho sigmoidal para simulação de curvas de permanência de vazões por Vinagre, Blanco e Mesquita (2011) e Blanco, Vinagre e Mesquita (2013); 3º) contribuições para a otimização técnico-econômica do uso de duas turbinas axiais em paralelo para PCH de baixas quedas.

Para a Organização das Nações Unidas (ONU), “Garantir a sustentabilidade ambiental” é uma importante Meta dentre seus Objetivos de Desenvolvimento do Milênio, sendo considerado como referencial necessário a essa indispensável mudança social e o cumprimento dessa Meta, o limite mínimo de energia com o valor de uma tonelada equivalente de petróleo (1 tep) ‘per capita’ (GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003). O coeficiente de equivalência utilizado no Balanço Energético Nacional Brasileiro, determinado pela equivalência da energia potencial da água (energia mecânica) em calor (EPE, 2006), é de 1 kWh para cada 860 kcal. Para a oferta e demanda de eletricidade, é utilizado o fator de equivalência de 0,29 tep/MWh, resultado da razão entre o consumo médio de óleo combustível em kcal/kWh nas termelétricas brasileiras e o poder calorífico superior do petróleo (BRASIL, 1998a).

Os dados do Banco Mundial constantes do World Development Indicators (2008) mostram que há uma tendência de aumento do consumo per capita de energia à medida que cresce o índice de desenvolvimento humano (IDH) dos países. No ano de 2007, o Brasil, com IDH de 0,77, apresentava consumo de 1,07 toneladas equivalentes de petróleo por habitante (tep/hab) (WB, 2008). A Região Norte, na qual está localizada a Amazônia Brasileira apresenta IDH de 0,7, inferior à média nacional, portanto necessitando da aplicação de políticas públicas de diminuição das desigualdades regionais, conforme preconizado na Constituição Federal do Brasil (BRASIL, 1988b).

No Brasil, segundo IBGE (2010), 97,8% dos domicílios são providos de eletricidade, entretanto na Região Norte, onde se situa a Amazônia, 24,1% dos domicílios rurais não possuíam energia elétrica, nas áreas rurais do Nordeste 7,4% não são eletrificados e nas do Centro-Oeste 6,8%. Nas áreas rurais da região Norte, apenas 61,5% dos domicílios são atendidos por companhias de eletricidade. As outras regiões apresentaram uma cobertura acima de 90%, variando de 90,5% no Centro-Oeste

rural a 99,5% nas áreas urbanas da região Sul, caracterizando a má distribuição dos benefícios do setor elétrico no Brasil, desenvolvido com a contribuição de toda a sociedade brasileira, e criando o paradoxo de regiões que têm expressiva contribuição à geração serem desprovidos de energia elétrica.

A figura 1 mostra o mapa do sistema nacional de transmissão de energia elétrica, explicitando a má distribuição acima discutida, gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

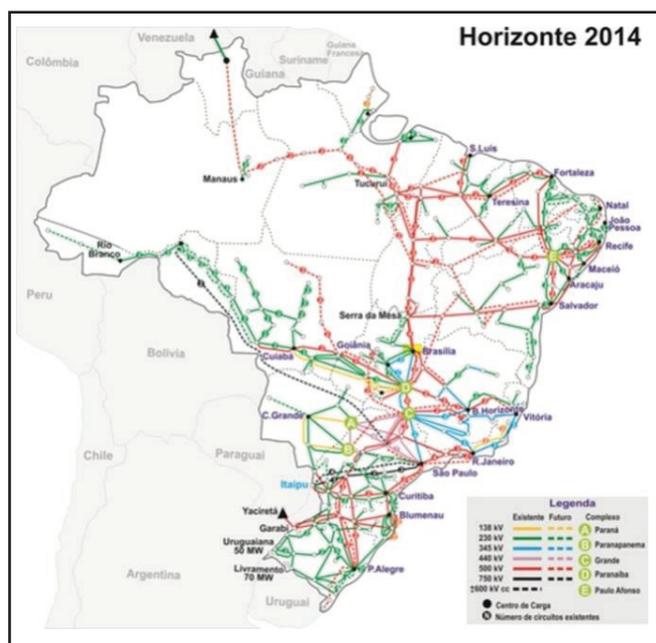


Figura 1 – Mapa do sistema nacional de transmissão de energia elétrica

Fonte: ONS (2014)

É claramente visível nesse mapa, que a deficiência do atendimento elétrico brasileiro está concentrada principalmente na Amazônia. Essa carência é maior nas áreas rurais, notadamente nas pequenas comunidades.

Duarte et al. (2010) estudaram a geração local de energia elétrica para atendimento de comunidades isoladas da Amazônia, sendo que os pesquisadores concluíram que tal provisão de eletricidade não é e nem tende a ser feita pelo sistema interligado nacional, pois devido ao baixo consumo dessas comunidades, elas não são elegíveis técnica, econômica e financeiramente pelas concessionárias. Entretanto, essas populações necessitam de energia para melhoria de sua qualidade de vida e das perspectivas sociais e profissionais, devendo ser consideradas alternativas compatíveis com o Protocolo de Kyoto para essa geração, como é o caso das Pequenas Centrais Hidrelétricas.

No cenário atual, a expansão da oferta de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) e dos Sistemas Isolados do Brasil apresenta 679 empreendimentos outorgados, totalizando 41.967 MW, que serão responsáveis pela expansão da oferta de energia elétrica no país nos próximos cinco anos, de 2015 a 2020. Serão 18.575MW em 23 usinas hidrelétricas, 11.367 MW em 76 usinas termelétricas, 9.747MW em 412 usinas eólicas e 2.277 MW em 168 PCHs. Além desses 679 empreendimentos, existem 32 usinas fotovoltaicas que recentemente obtiveram

outorga. Essas usinas estão previstas para entrar em operação comercial em 2016 e 2017, representando um acréscimo de 919 MW de potência (ANEEL, 2015c).

Segundo a Lei Federal nº 13.097/2015, as usinas hidrelétricas com potência instalada entre 3 MW e 30 MW e com reservatório igual ou inferior a 13 km² são denominadas de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Quando se apresentam com potências inferiores a 3MW, denominam-se Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) (BRASIL, 2015). Mesquita, Blanco e Lobato (1999) noticiaram que a queda média dos sítios visitados em regiões da Amazônia é de 5,00 m, indicando a adequação do uso de turbinas hidráulicas axiais.

Para Blanco, Secretan e Favre (2007), o potencial hidrelétrico na Amazônia pode ser estimado somente nas grandes bacias, pois são as únicas que possuem dados de vazão. Tal fato deixa de lado inúmeras pequenas bacias que poderiam atender às pequenas comunidades isoladas através da implantação de CGHs e PCHs.

Segundo TCU (2015) as localidades não alcançadas pelo sistema nacional de transmissão de energia elétrica são atendidas por sistemas isolados, que em sua maioria operam exclusivamente por geração termelétrica, utilizando preponderantemente óleo diesel como combustível.

A Resolução ANEEL nº 427/2011 regulamenta a Conta de Consumo de Combustível (CCC), estabelecendo o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados por todas as concessionárias distribuidoras, de modo que a CCC do sistema interligado é rateada pelas concessionárias que nele operam enquanto que o rateio da CCC dos sistemas isolados requer a contribuição de todas as concessionárias de distribuição de energia do país (ANEEL, 2011). Dessa forma, as concessionárias que operam exclusivamente no sistema interligado são tão-somente financiadoras da CCC-ISOL ao passo que as concessionárias que operam nos sistemas isolados são tanto financiadoras quanto beneficiárias, sendo que o valor da CCC no ano de 2015 foi da ordem de R\$ 7 bilhões (ANEEL, 2015a).

No caso dos leilões dos sistemas isolados, os mesmos têm sido atendidos somente por geração diesel (exceto pelo caso de Oiapoque) com contratos de 15 anos sendo supridos por geração que pode superar R\$ 2.000,00/MW nos sistemas remotos, como no caso dos municípios acreanos de Marechal Thaumaturgo, Porto Walter, Jordão e Santa Rosa de Purus, todos sem previsão de ligação à concessionária, e que constituem o lote 3 do Leilão de Geração nº 10/2015, promovido pela ANEEL, para aquisição de energia elétrica e potência associada nos sistemas isolados que atenderão à concessionária, e que resultou no preço de R\$2.101,31/MW (ANEEL, 2015b), utilizando a solução trivial para a geração isolada, que tem sido a adoção de conjuntos geradores dotados de motores a diesel.

De outro lado, o custo de transmissão de energia até a localidade deve ser analisado, pois o mesmo pode ser relevante perante os custos de implantação da PCH, e assim a existência ou não de potencial hidráulico na localidade ou próximo, embora de baixa queda (5m), pode determinar a viabilidade do empreendimento, e essa opção deve ser desenvolvida, pois o custo de oportunidade da alternativa é bastante elevado, a menos de

custos excepcionais.

Neste contexto um importante fator decisório a ser considerado é o custo da rede de transmissão, o qual é função da distância entre a PCH e a localidade a ser abastecida e o custo unitário de transmissão (R\$/km). Para PCHs frequentemente utilizam-se redes de média tensão (RODRIGUES, 2008), com custo médio estimado em dezembro de 2009 de R\$ 16.400,00/km (ANEEL, 2010), que atualizado pelo Índice Nacional de Custo da Construção até julho de 2015 corresponde a R\$24.274,00/km.

MODELO CHUVA-VAZÃO COM FATOR DE GANHO SIGMOIDAL

Os estudos hidrológicos, incluindo a determinação de curvas de permanência de vazões, constituem a base do dimensionamento da geração hidrelétrica, sendo que as pequenas bacias amazônicas, na maioria dos casos, são desprovidas de dados hidrológicos, o que dificulta esse dimensionamento. Para isso, é crucial o uso de modelos hidrológicos, com a maior simplicidade possível, que utilizem os dados disponíveis, e que apresentem resultados aplicáveis a esses dimensionamentos. No presente estudo foi utilizado o Modelo Chuva-Vazão de Fator de Ganho Sigmoidalmente Variável (MSV) (VINAGRE; BLANCO; MESQUITA, 2011).

ENERGIA FIRME

Segundo ELETROBRÁS (2000), para bacias isoladas, a energia firme, isto é, a energia comercializável com garantia de atendimento a um determinado mercado, poderá ser aquela garantida por 95% do tempo em simulação da operação da usina com o histórico de vazões definido para o local. Para sistemas isolados é definida pela sua contribuição para a energia firme do sistema, ou seja, é o valor médio de energia que a usina é capaz de gerar ao longo do período crítico do sistema ao qual ela está inserida. Tratando-se de sistemas isolados, muitas vezes o período crítico a que se refere esta definição deverá ser o da própria bacia, garantindo assim o atendimento ao mercado com risco de falha de 5%, ou seja, o mercado atendido estaria sendo abastecido, pela energia produzida pela PCH, com garantia de atendimento de 95%. No presente estudo tal condição é atendida pela adoção de uma turbina com vazão ótima igual a vazão de permanência de 95%, $Q_{95\%}$.

Turbinas axiais para aproveitamentos de baixa queda

Turbinas hidráulicas axiais são utilizadas em aproveitamentos hidráulicos com altura de queda inferiores a 40 metros. A figura 2 apresenta corte esquemático de turbina hidráulica axial mostrando distribuidor e rotor.

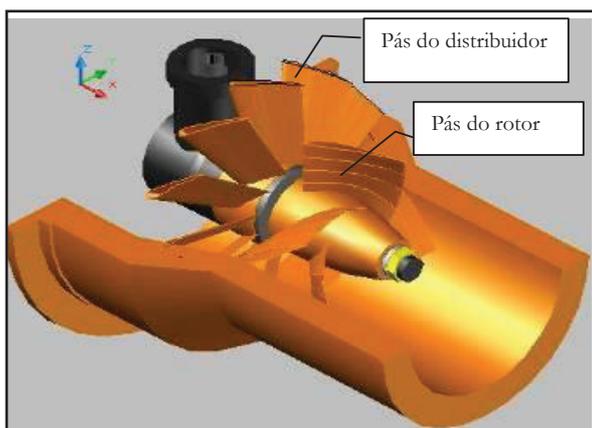


Figura 2 - Corte esquemático de turbina hidráulica axial mostrando distribuidor e rotor
Fonte: Bezerra (2007)

Observa-se na figura 2 a disposição das pás do rotor e do distribuidor de uma turbina axial. As turbinas axiais tipo hélice com regulagem são dotadas de mecanismos que permitem a regulagem do ângulo das pás do distribuidor; tipo semi-Kaplan, dispõem de regulagem do ângulo das pás do rotor; e Kaplan apresentam dupla regulagem, tanto do rotor como do distribuidor. A turbina Kaplan é uma turbomáquina projetada de modo que a variação no ângulo das pás seja acoplada à configuração do distribuidor, a fim de obter a melhor eficiência sobre uma ampla faixa de vazões e quedas. As pás do rotor podem ser reguladas com a turbina operando, através de comandos ligados a uma haste vertical de deslizamento dentro do eixo oco da turbina (ALBUQUERQUE, 2006; ALBUQUERQUE; MANZANARES-FILHO; OLIVEIRA, 2007a,b).

As turbinas axiais de dupla regulagem (Kaplan) são certamente as máquinas que permitem o maior número de configurações possíveis. A regulagem é particularmente importante em sistemas de baixa queda, onde, para ser rentável, opera-se em amplas faixas de vazão. Entretanto, em contrapartida, os custos de implantação aumentam, gerando um problema de otimização entre maior eficiência de geração com maior custo de implantação e menor eficiência de geração e com menor custo de implantação (VINAGRE, 2010).

A figura 3 mostra turbina hélice no Laboratório de Turbomáquinas da Universidade Federal do Pará (UFPA).



Figura 3 - Turbina hélice no Laboratório de Turbomáquinas da UFPA
Fonte: Bezerra (2007)

A turbina hélice da figura 3 é adequada ao uso de PCHs de baixa queda da Amazônia.

METODOLOGIA

Utilizando dados de pequena bacia real medida e mais cinco virtuais semelhantes de vazões maiores até atingir-se o limite normativo de 30MW para PCHs, simula-se a geração para cada bacia, com duas turbinas axiais P1 e P2 operando em paralelo. Assume-se em cada bacia para P1 a vazão de máximo rendimento como sendo $Q_{95\%}$ de modo a atender a exigência de energia firme da ANEEL, e para a segunda, P2, a potencia que maximize o aproveitamento da energia hidráulica da bacia. Tal simulação considera três tipos de regulagem para turbinas axiais: Kaplan (dupla), semi-Kaplan (rotor) e Hélice (estator); e o grau de aquecimento do mercado.

Análise técnico-econômica de PCHs de baixa queda

Utilizando-se dados como rendimento dos geradores elétricos, preço de venda de energia, preço do óleo diesel, vida útil, custos de implantação dos empreendimentos, e outros, calculam-se o período de retorno, a rentabilidade, valor presente líquido, custo unitário de energia, dentre outros, para a PCH. Após, por semelhança, simularam-se curvas de permanência semelhantes e com mesma altura de queda, de 4,00m, providas de arranjos de duas turbinas axiais de potências P1 e P2. A partir desses dados, efetuaram-se simulações que permitiram a análise da influência da potência da PCH sobre os resultados técnico-econômicos, utilizando-se ainda cenários segundo o comportamento do mercado: aquecido, neutro e desaquecido. Na análise consideram-se dados econômicos como preço da energia, vida útil das centrais, taxa de juros e outros, calculando-se o período de retorno e rentabilidade, tendo sido formulados três cenários contemplando variáveis de mercado relacionadas a esses empreendimentos.

A figura 4 mostra a metodologia utilizada neste trabalho para otimização técnico-econômica do uso de duas turbinas axiais em paralelo em PCH de baixa queda.

Conforme os procedimentos mostrados na figura 4, com o uso do código computacional CARTHA desenvolvido por Albuquerque (2006), foram obtidas curvas de carga das turbinas para os três modos de regulagem: distribuidor, rotor e dupla, o que serviu de base para as demais curvas de carga, por semelhança. Em seguida, as curvas de carga das turbinas de potências P1 e P2 foram acopladas às curvas de permanência de vazões da bacia, produzindo as curvas de geração de energia para os três modos de regulagem e segundo a relação de potências P2/P1. Isto permite a seleção da regulagem e da relação P2/P1 ótimas tecnicamente.

Para a análise econômica, elaborada em conformidade com estudos energéticos desenvolvidos na Amazônia por Duarte et al. (2010), foram considerados o preço de venda do MWh, a um valor específico de R\$209,50/MWh, preço-teto aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para

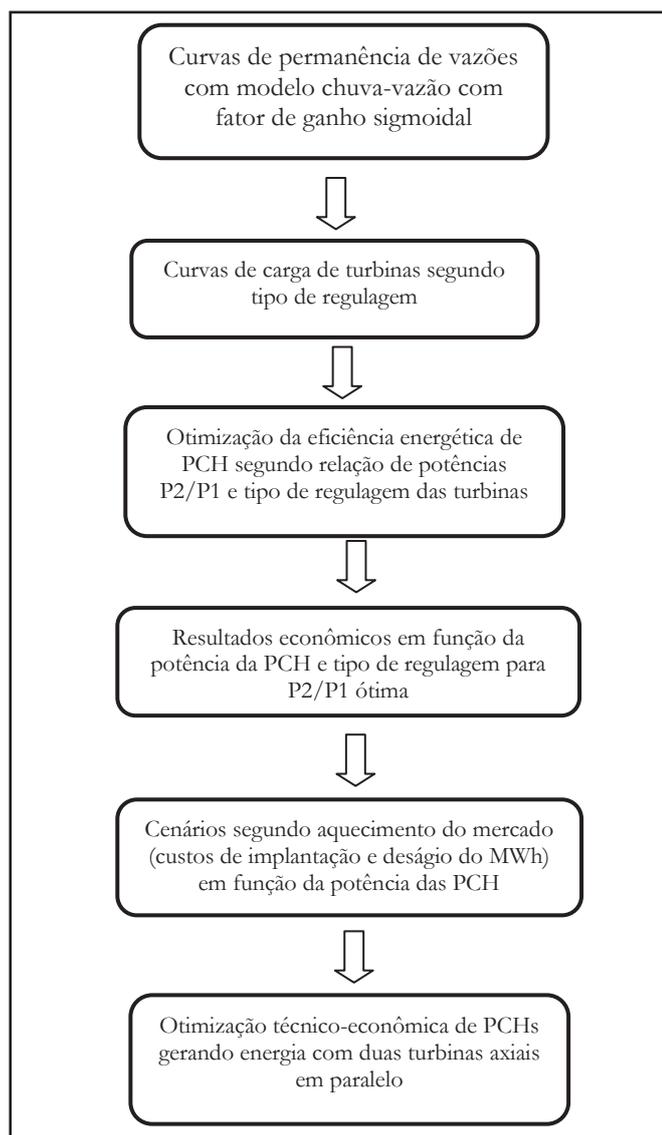


Figura 4 – Metodologia da otimização do uso turbinas axiais em PCH de baixa queda

Fonte: Adaptado de Vinagre (2010)

PCHs em abril/2015, bem como as orientações contidas em Eletrobrás (2000), tendo sido considerados o uso de recursos de CCC, conforme disposto por ANEEL (2011).

Prospecção de custos das PCHs

A variável que mais influencia os custos de implantação e a viabilidade econômica de uma PCH é o investimento por unidade de potência instalada. Em dois estudos de caso Weiller (2014) calculou para PCH de potencia 525 kW, o custo de instalação de R\$ 4.067/kW; enquanto Moraes (2010) encontrou R\$ 4.487/MW para uma PCH de 24 MW.

Canales, Mendes e Beluco (2008) encontraram para custos indicados de implantação de PCHs o valor de US\$ 3,323.30/kW, com desvio padrão de US\$ 1,356.30/kW e por curvas paramétricas a média de US\$ 3,184.90/kW, com desvio padrão de US\$ 1,336.30/kW. A média desses valores resulta

em U\$3,254.10/kW com desvio médio de U\$1,346.30/kW, ou seja, desvio de $\pm 20\%$.

No presente estudo utilizou-se o procedimento do Fator de Aspecto, como desenvolvido por Tiago Filho et al. (2013), para formação do custo unitário de geração de PCHs, em R\$/MW. Esse procedimento de prospecção de custos de PCHs apresenta uma correlação do custo unitário da central baseado em um número adimensional, a rotação específica das máquinas hidráulicas, incorpora dados dos custos unitários das centrais já projetadas e/ou construídas, é simples de ser aplicado, e resulta em dispersão de -18% a $+21\%$, adequada para estudos preliminares, e leva em conta apenas a potência e a queda bruta dos empreendimentos.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O MSV foi aplicado a uma pequena bacia hidrográfica da Amazônia brasileira, com área de drenagem de 32,7 km², cujos dados de vazão foram obtidos a partir da estação fluviométrica 31600000F, denominada Marambaia, latitude $-01^{\circ} 39' 06''$ e longitude $-47^{\circ} 07' 03''$, e os dados de chuva da estação pluviométrica 00147016P, latitude $-1^{\circ} 33' 02''$ e longitude $-47^{\circ} 07' 01''$, sendo esta a mesma bacia analisada por Blanco et al. (2005). O período de calibração foi de 05/06/1993 a 31/12/1999.

A figura 5 mostra as vazões de permanência observadas e simuladas pelo MSV bem como pelo Modelo Linear Simples (MLS) estudado por Blanco et. al. (2005) e erros para o período de calibração.

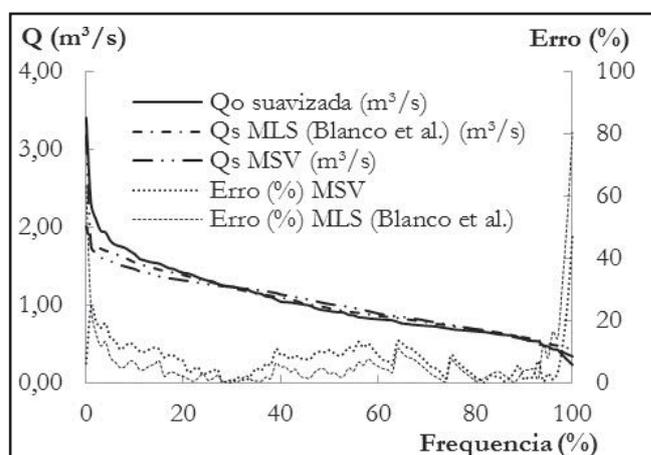


Figura 5 - Vazões de permanência observadas e simuladas pelo MSV e MLS, e erros para o período de calibração

Fonte: Vinagre (2010)

Observa-se na figura 5 que o modelo chuva vazão com fator de ganho sigmoidal (MSV) apresentou melhorias em relação ao modelo linear simples (MLS) de Blanco et. al. (2005) nas estiagens, notadamente na faixa de $Q_{95\%}$ a $Q_{100\%}$, faixa esta utilizada para o dimensionamento das pequenas centrais hidrelétricas (ELETROBRÁS, 2000). Nas demais faixas houve desempenho semelhante entre os modelos.

Conforme anteriormente mencionado, há carência de dados hidrológicos para as pequenas bacias da Amazônia.

Assim, um importante ponto deste trabalho, é estabelecer para o modelo sigmoidal desenvolvido, qual o mínimo período de dados necessário, a memória.

A figura 6 mostra as vazões simuladas e erros para períodos de calibração de 6,5 e 1,5 anos.

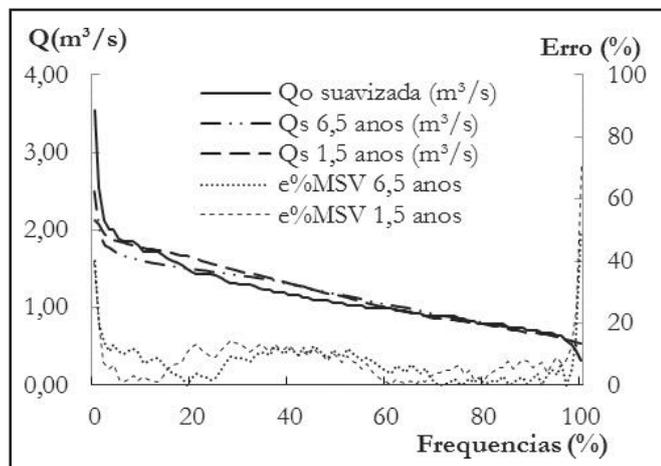


Figura 6 – Vazões simuladas e erros para períodos de calibração de 6,5 e 1,5 anos
 Fonte: Vinagre (2010)

A figura 6 mostra que os resultados obtidos para períodos de calibração de 6,5 e 1,5 anos têm erros de mesma ordem de grandeza. Assim, o menor período de dados aplicável ao MSV foi de 1,5 anos.

Um importante conceito para o dimensionamento dos aproveitamentos hidráulicos é o da Eficiência Energética da PCH, calculada pela relação entre a energia total gerada e a energia potencial total disponível, durante o período de um ano. Eletrobrás (2000) recomenda para PCHs o uso de uma turbina com vazão ótima de projeto igual a $Q_{95\%}$. Entretanto, analisando um estudo de caso, Anagnostopoulos e Papantonis (2007) verificaram que a inclusão de uma segunda turbina em uma PCH eleva sua eficiência energética consideravelmente, tendo atingido um máximo de 80%.

Assim, para o estudo da otimização da eficiência energética de PCHs de baixa queda na Amazônia, analisa-se o uso de duas turbinas axiais de potências P1 e P2.

A figura 7 apresenta o modo de operação de duas turbinas segundo as vazões de permanência.

A figura 7 ilustra, conforme estudado por Blanco, Secretan e Mesquita (2008), o modo de operação de duas turbinas hidráulicas axiais em uma PCH, sendo a vazão ótima da turbina P1 igual a $Q_{95\%}$. A turbina P2 tem sua potência definida em função da otimização da geração de energia, objeto desta pesquisa. Essa figura apresenta exemplo no qual a turbina de potência P1 opera sozinha na faixa de vazões de permanência de $Q_{100\%}$ até $Q_{60\%}$, nesse ponto a turbina P2 entra em operação e assim de $Q_{60\%}$ até $Q_{0\%}$ ambas as turbinas funcionam simultaneamente. O eixo das vazões Q não apresenta valores por se tratar de uma representação de uma família de curvas que representa o modo de operação de duas turbinas segundo vazões de permanência.

Foram estudados três tipos de regulagem para as tur-

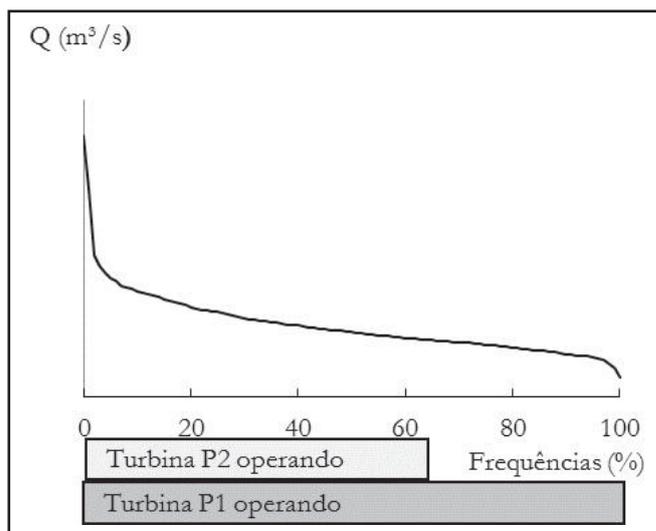


Figura 7 – Modo de operação de duas turbinas segundo vazões de permanência

Fonte: Adaptado de Blanco, Secretan e Mesquita (2008)

binas: dupla, do rotor e do distribuidor. O valor adotado para o rendimento do gerador elétrico foi de 92%.

A figura 8 mostra a eficiência energética da PCH em função da relação de potências P2/P1 e do tipo de regulagem das turbinas.

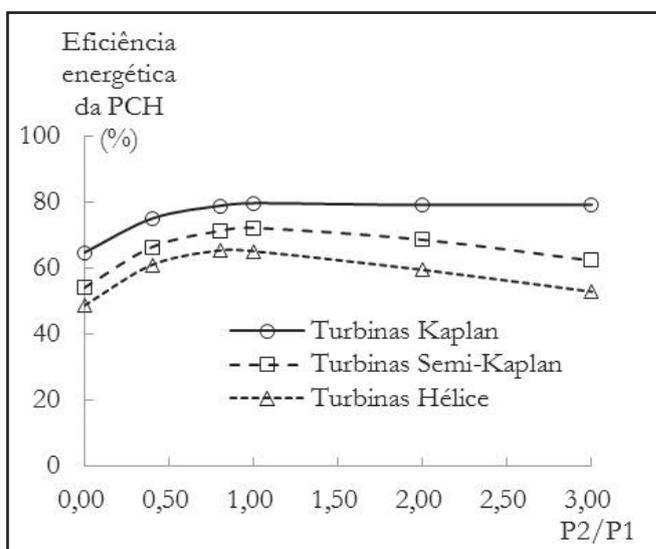


Figura 8 – Eficiência energética da PCH segundo o tipo de regulagem e relação das potências das turbinas

Fonte: Vinagre (2010)

Na figura 8 observa-se que as eficiências energéticas de PCHs com arranjos de duas turbinas axiais operando em paralelo apresentam seus valores máximos para a relação de potências das turbinas $P2/P1=1,00$, sendo essa eficiência de 80% para turbinas Kaplan (dupla regulagem), 72% para turbinas semi-Kaplan (com regulagem do rotor) e 65% para turbinas Hélice (com regulagem do distribuidor).

Assim, no caso estudado, encontrou-se a máxima eficiência energética da PCH provida de duas turbinas para $P2/P1$

$P1=1,00$, o que significa que os melhores resultados encontrados correspondem ao uso de duas turbinas de mesma potencia.

A tabela 1 mostra a eficiência energética da PCH segundo o tipo de regulagem e o uso de uma ou duas turbinas iguais, na qual se vê o acréscimo de eficiência energética que ocorre com o uso de uma segunda turbina igual à primeira. A potência da segunda turbina foi determinada a partir da otimização da eficiência energética da PCH.

Observa-se na tabela 1 que o uso de duas turbinas em paralelo aumenta consideravelmente a eficiência energética da PCH para os três tipos de regulagem: dupla, do rotor e do distribuidor. Para PCHs com uma única turbina, esses valores são de 65% para turbinas Kaplan, 54% para semi-Kaplan e 49% para turbinas Hélice.

Tabela 1 – Eficiência energética da PCH segundo o tipo de regulagem e o uso de uma ou duas turbinas iguais

Tipo de regulagem da turbina	Eficiência energética da PCH		
	Com uma turbina	Com duas turbinas iguais	Acrés cimo
Dupla (Kaplan)	65%	80%	15%
Rotor (Semi-Kaplan)	54%	72%	18%
Distribuidor (Hélice)	49%	65%	16%

Fonte: Vinagre (2010)

Portanto, o uso de duas turbinas apresenta aumento de eficiência da PCH de 15% para turbinas Kaplan, 18% para semi-Kaplan e 16% sobre uma única turbina Hélice com distribuidor regulável, apresentando maior eficiência energética.

A figura 9 mostra as curvas de permanência de vazões, de energia disponível e de energia gerada por duas turbinas iguais semi-Kaplan (com regulagem do rotor) para uma PCH de uma pequena bacia da Amazônia.

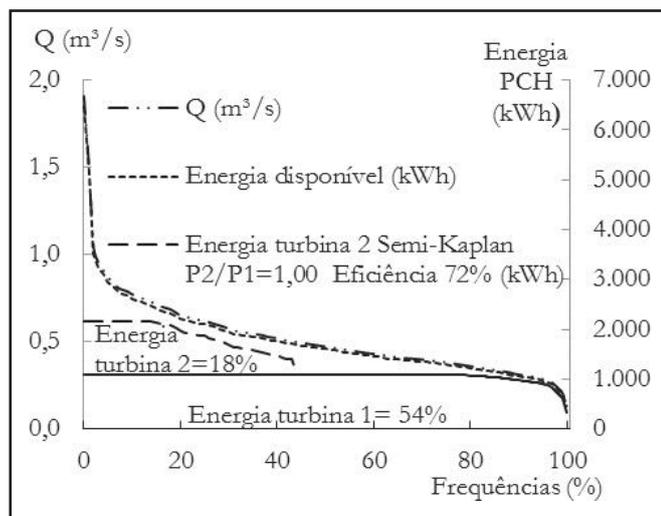


Figura 9 - Curvas de permanência de vazões, de energia disponível e de energia gerada por duas turbinas iguais com regulagem do rotor (semi-Kaplan) para a PCH
Fonte: Vinagre (2010)

Observa-se na figura 9 que a turbina 1 gera 54% da energia da PCH, operando durante 100% do tempo, enquanto que a turbina 2 gera 18% da energia da PCH, operando durante 45% do tempo. No eixo das vazões podem ser lidas as vazões mínima e máxima da turbina 1 e por subtração desta última, as da turbina 2. Os 28% de energia não aproveitada correspondem à área abaixo da curva de energia disponível, porém superior às áreas de energia das turbinas 1 e 2.

A generalização da análise a partir do raciocínio mostrado na figura 9 permite ampliar as variáveis a serem consideradas no estudo técnico-econômico das PCHs, permitindo o estudo de casos com queda variando segundo curvas-chave e uso de diversas turbinas, com diferentes curvas de rendimento e de carga. A maximização da eficiência energética da PCH corresponde à minimização da energia não aproveitada, correspondente à área situada entre as curvas de energia disponível e de energia gerada pelas turbinas. Uma importante observação é que as curvas de energia gerada pelas turbinas são função de suas características mecânicas e das instalações civis e elétricas.

A Rentabilidade é calculada pelo quociente entre o Valor Presente Líquido acumulado e o Investimento inicial, subtraído da unidade e colocado sob a forma de percentual, conforme a Equação 1 (DUARTE, 2009).

$$R = \left[\left(\frac{VPL_a}{I_1} \right) - 1 \right] \times 100\% \quad (1)$$

onde R é a rentabilidade do projeto em %; VPL_a é o valor presente líquido acumulado; I_1 é o investimento no primeiro ano do projeto.

Quanto maior a rentabilidade, mais atrativo empresarialmente torna-se o empreendimento. Se negativa, o empreendimento não apresenta atratividade a investidores. Sob a ótica empresarial, a rentabilidade deve apresentar capacidade de remunerar o risco e o trabalho empregado. De modo geral, para empreendimentos de curta e média duração esse valor é de 35% e para longa duração é de 50% (HIRSCHFELD, 1989).

A figura 10 mostra a rentabilidade do empreendimento em função da potência da PCH e do tipo de regulagem da turbina.

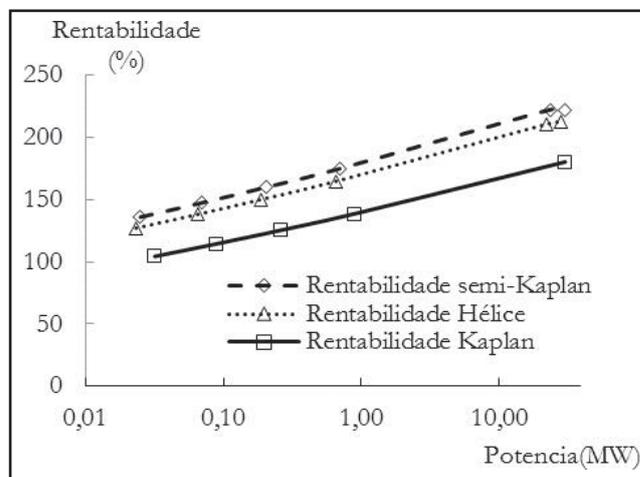


Figura 10 - Rentabilidade em função da potencia da PCH e do tipo de regulagem da turbina

Na figura 10 observa-se o aumento da rentabilidade com o crescimento da potência, sendo que a maior rentabilidade, de 222%, ocorre para PCH com potência de 30MW e turbinas com regulagem do rotor. A rentabilidade é maior para turbinas semi-Kaplan, intermediária para turbinas hélice, e menor para turbinas Kaplan.

Foram analisados três cenários, denominados de mercado aquecido, com custos de implantação elevados em 30% e sem deságio no preço do MWh; mercado neutro, sem elevação dos custos de implantação e sem deságio no preço do MWh; e mercado desaquecido, com redução de 30% nos custos de implantação e deságio de 30% no preço do MWh.

A figura 11 a seguir mostra a rentabilidade de PCHs dotadas de turbinas semi-Kaplan em função do aquecimento do mercado.

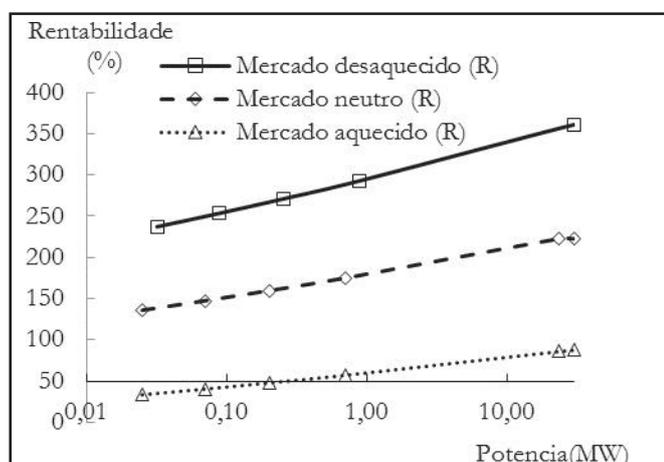


Figura 11 - Rentabilidade da PCH dotada de turbinas semi-Kaplan em função do aquecimento do mercado

Observa-se na figura 11 que no caso do mercado aquecido, somente para potências superiores a 120 kW a rentabilidade supera 50%, tornando-se o empreendimento a partir desse ponto atraente, mesmo se considerado de longa duração (HIRSCHFELD, 1989), sendo a maior rentabilidade obtida no caso do mercado desaquecido.

A figura 12 apresenta o Período de Retorno em função da potência e do grau de aquecimento do mercado.

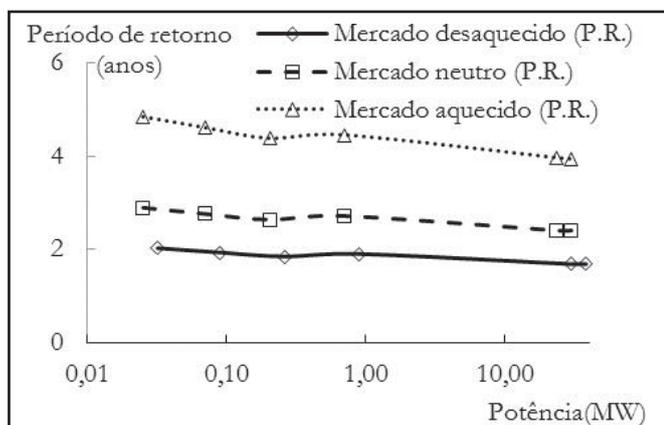


Figura 12 - Período de Retorno em função da potência da PCH e do aquecimento do mercado

Observa-se na figura 12 que o período de retorno diminui com o aumento da potência do empreendimento e com o desaquecimento do mercado, sendo que o menor período de retorno, de 1,7 anos, ocorre para PCHs com potência de 30MW, em um mercado desaquecido, ou seja, com redução de 30% nos custos de implantação e deságio de 30% no preço do MWh.

A figura 13 apresenta a rentabilidade de PCHs dotada de duas turbinas semi-Kaplan iguais, em mercado neutro, em função de sua distância até a localidade consumidora, considerando-se o custo de transmissão em média tensão de R\$24.274,00/km em julho de 2015. Neste trabalho estudaram-se distâncias de transmissão até 50 km.

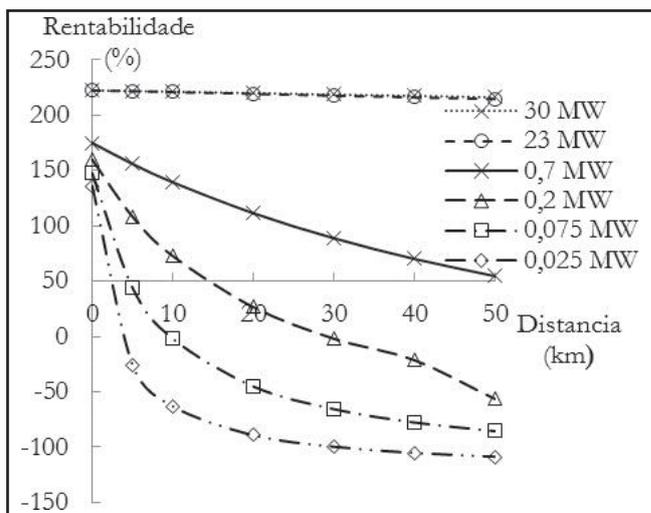


Figura 13 - Rentabilidade de PCH dotada de turbinas semi-Kaplan em mercado neutro segundo distancia de transmissão e potência

Observa-se na figura 13 que a rentabilidade aumenta com a potência e diminui com o aumento da distância de transmissão. Acima de 0,7MW os empreendimentos tornam-se todos atrativos, com rentabilidade superior a 50%. Abaixo desta potência, sua atratividade depende da distância, limitada a 15 km para 0,2 MW, 5 km para 0,075 MW e 3 km para 0,025 MW.

CONCLUSÃO

O modelo chuva vazão com fator de ganho sigmoidal (MSV) desenvolvido contribuiu adequadamente para o estudo da geração a partir de pequenas bacias de baixa queda na Amazônia.

Em relação às turbinas axiais, as dotadas de regulagem dupla, apresentam eficiência energética de 80%, com regulagem do rotor 72% e com regulagem do distribuidor 65%. Portanto turbinas de dupla regulagem apresentaram a maior eficiência técnica.

No estudo da otimização econômica de PCHs de baixa queda na Amazônia providas de duas turbinas axiais operando em paralelo, verificou-se ser mais eficiente o uso de turbinas de mesma potência.

Foram simulados três cenários de mercado, (desaquecido, neutro e aquecido), concluindo-se que os melhores resultados econômicos correspondem ao uso de duas turbinas dotadas de

regulagem apenas do rotor, potência total da PCH da ordem de 30MW, em um mercado desaquecido, resultando em período de retorno de 1,7 anos e rentabilidade de 222%, nas condições apresentadas no estudo.

Em se tratando de sistemas isolados da Região Amazônica, a implantação de usinas elétricas a partir de fontes renováveis como as PCHs, conta com os incentivos da CCC. Sua proximidade aos consumidores potenciais representa custos de distribuição favoráveis, bem como sua inserção no mercado contribui para a redução dos custos globais de CCC.

A implantação de geração por fontes renováveis, no caso CGHs e PCHs, desloca o consumo de fontes não renováveis como o diesel de termelétricas porventura existentes nesses sistemas isolados.

Sugere-se para estudos futuros suplementares ao presente trabalho estudar o incremento da capacidade total do sistema até o ponto em que o benefício marginal seja inferior ao custo incremental, o que pode resultar em maiores capacidades.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem pelo apoio na pesquisa ao programa de Doutorado em Engenharia de Recursos Naturais da Amazônia da Universidade Federal do Pará e ao Programa de Mestrado em Desenvolvimento e Meio Ambiente Urbano da Universidade da Amazônia e aos revisores da RBRH pelas sugestões de melhorias na elaboração do presente artigo.

REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, R. B. F. *Projeto de Turbinas Hidráulicas Axiais com Parametrização da Geometria, Equação de Equilíbrio Radial e Técnicas de Otimização*. 2006. 114 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2006.

ALBUQUERQUE, R. B. F.; MANZANARES-FILHO, N.; OLIVEIRA, W. Conceptual optimization of axial-flow hydraulic turbines with non-free vortex design. *Proc. IMechE Part A: J. Power and Energy*, v. 221, p. 713-724, 2007a.

ALBUQUERQUE, R. B. F.; MANZANARES-FILHO, N.; OLIVEIRA, W. Performance prediction of axial flow hydraulic turbines and optimal double regulating. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING, 19., 2007, Brasília. *Proceedings...* Brasília: COBEM, 2007b.

ANAGNOSTOPOULOS, J. S.; PAPANTONIS, D. E. Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant. *Energy Conversion Manag.*, v.48, n. 10, p. 2663-2670, Oct. 2007.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Ata da 4ª Reunião Pública Extraordinária da Diretoria – ANEEL*. Brasília: ANEEL, 2015a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ata_diretoria/atas/48512006772015_E_4_2015.pdf>. Acesso em: 1 out. 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Boletim de acompanhamento da expansão da oferta*. Brasília: ANEEL, 2015c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Boletim%20de%20Acompanhamento%20da%20Expans%C3%A3o%20da%20Oferta%20-%20julho%202015.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Determinação e Aplicação do Custo Médio Temporal do Ciclo Tarifário (CMTTC) na estrutura tarifária brasileira como alternativa ao Custo Incremental Médio de Longo Prazo*. Relatório no âmbito do Projeto Estratégico de P&D para Estabelecimento de Metodologia de Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em: <http://www.abradee01.org/uploader/RF_3096.05_3096.3_3096.docx>. Acesso em: 01 out. 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução nº 427, de 22 de fevereiro de 2011*. Brasília: ANEEL, 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011427.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resultado_Lote3_Eletoacre*. Brasília: ANEEL, 2015b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Resultado_Lote3_Eletoacre.pdf>. Acesso em: 01 out. 2015.

BEZERRA, F. V. V. *Implantação de centrais geradoras hidrelétricas na Amazônia, uma visão global com ênfase nos aspectos hidrológicos, tecnológicos, ambientais e financeiros*. 2007. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Belém, 2007.

BLANCO, C. J. C.; SECRETAN, Y.; FAVRE, A. C. Análise, Aplicação e Transposição de um Modelo Chuva-Vazão para Simulação de Curvas de Permanência de Pequenas Bacias da Amazônia. *RBRH: revista brasileira de recursos hídricos*, v. 12, n. 1, p. 205-216, jan./mar. 2007.

BLANCO, C. J. C.; SECRETAN, Y.; FAVRE, A. C.; SLIVITZKY, M. Modèle pluie-débit pour la simulation de courbes de débits classes sur des petits bassins non jaugés de l'Amazonie. *Can. J. Civil Eng.*, v. 32, n. 5, p. 803-811, 2005.

BLANCO, C. J. C.; SECRETAN, Y.; MESQUITA, A. L. A. Decision support system for micro-hydropower plants in the Amazon region under a sustainable development perspective. *Energy Sustain. Develop.*, v. 12, n. 3, p. 25-33, Sept. 2008.

BLANCO, C. J. C.; VINAGRE, M. V. A.; MESQUITA, A. Contribution to hydrological modeling of small Amazonian catchments: application of rainfall-runoff models to simulate flow duration curves. *Hydrol. Sci. J.*, v. 58, n. 7, p. 1423-1433, 2013.

BRASIL. *Constituição 1988*. Brasília: Editora do Senado Federal, 1988b.

BRASIL. *Lei nº 13.097, de 19 de janeiro de 2015*. Dispõe sobre Pequenas Centrais Hidrelétricas e outros. Brasília: [s.n.], 2015.

Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/L13097.htm>. Acesso em: 04 jul. 2015.

BRASIL. *Nota Técnica do Coordenador Geral de Estudos Integrados (CGEI) do Ministério das Minas e Energia (MME) nº 01 /98 de 22/09/98*. Assunto: Eletricidade no Balanço Energético Nacional. Brasília, 1998a. Disponível em: <<http://ecen.com/eee11/eletrben.htm>>. Acesso: 15 mar. 2009.

CANALES, F. A.; MENDES, C. A.; BELUCO, A. Curvas de custo de implantação de pequenos projetos hidrelétricos em função da produção média anual de energia. *PCHnotícias SHPnews*, v. 10, n. 39, p. 32-35, 2008. Disponível em: <<http://cerpch.unifei.edu.br/wp-content/uploads/revistas/revista-39.pdf>>. Acesso em: 31 ago. 2015.

DUARTE, A. R. C. L. *Análise de parâmetros de sustentabilidade para geração de energia elétrica com óleo vegetal em comunidades isoladas na Amazônia*. 2009. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2009.

DUARTE, A. R. C. L.; BEZERRA, U. H.; TOSTES, M. E. L.; DUARTE, A. M.; ROCHA FILHO, G. N. A proposal of electrical power supply to Brazilian Amazon remote communities. *Biomass Bioenergy*, v. 34, n. 9, p. 1314-1320, Sept. 2010.

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. *Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. Rio de Janeiro: ELETROBRAS, 2000. Disponível em: <<http://www.elektrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS4AB3DA57PTBRIE.htm>>. Acesso: 04 ago. 2015.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2006: ano base 2005*. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <http://ben.epe.gov.br/downloads/Sum_Executivo_BEN_2006.pdf>. Acesso em: 03 ago. 2010.

GOLDEMBERG, J.; VILLANUEVA, L. D. *Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento*. Tradução de André Koch. 2. ed. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2003.

HIRSCHFELD, H. *Engenharia econômica e análise de custos*. 4. ed. São Paulo: Atlas, 1989.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil*. Brasília: IBGE, 2010. (Atlas IDH2010). Disponível em: <<http://www.atlasbrasil.org.br/>>. Acesso em: 06 abr. 2014.

MESQUITA, A. L. A.; BLANCO, C. J. C.; LOBATO, R. V. *Levantamento do potencial energético para a implantação de mini centrais hidrelétricas na região da Calha Norte, Estado do Pará*. [S.l.: s.n.], 1999. (Relatório Final do projeto FUNTEC 115-00/97).

MORAES, B. Z. *Análise econômico-financeira de uma pequena central hidrelétrica*. 2010. Monografia (Graduação em Administração) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre,

2010. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10183/26598>>. Acesso em: 10 ago. 2015.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Sistema de Transmissão Horizonte 2014*. [S.l.: s.n.], 2014. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 05 mar. 2014.

RODRIGUES, P. R. Estudo da viabilidade econômica para implantação de uma linha de transmissão. *TECHOJE*, 2008. Disponível em: <<http://www.techoje.com.br/site/techoje/categoria/abrirPDF/383>>. Acesso em: 01 out. 2015.

TIAGO FILHO, G. L.; BARROS, R. M.; LEMOS, H.; SILVA, F. G. B. Uma abordagem para a prospecção do custo unitário de PCH baseada no seu fator de aspecto. *Hidro & Hydro: PCH Notícias SHP News*, v. 56, n. 1, p. 50-55, jan./mar. 2013. Disponível em: <<http://cerpch.unifei.edu.br/wp-content/uploads/revistas/revista-56.pdf#page=50>>. Acesso em: agosto 2015.

TCU - Tribunal de Contas da União. *Averiguação da eficiência do encargo tarifário Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados CCC-ISOL como indutor de modicidade tarifária para esses sistemas*. [S.l.: s.n.], 2015. Disponível em: <<http://contas.tcu.gov.br/juris/>>. Acesso: 4 jul. 2015.

VINAGRE, M. V. A. *Contribuições para a otimização do uso de turbinas axiais em pequenas centrais hidrelétricas de baixa queda da Amazônia*. 2010. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2010.

VINAGRE, M. V. A.; BLANCO, C. J. C.; MESQUITA, A. L. A. A non-linear rainfall-runoff model with a sigmoid gain factor to simulate flow frequency distribution curves for Amazon catchments. *J. Hydrol. Hydromechanics*, v. 59, n. 3, p. 145-156, 2011.

WEILLER, J. G. *Análise de viabilidade técnica de implantação de uma PCH*. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) - Faculdade Horizontina, Horizontina, 2014. Disponível em: <<http://www.fahor.com.br/publicacoes/TFC/EngMec/2014/index.html>>. Acesso em: 10 ago. 2015.

WORLD BANK. *World Development Indicators*. Washington, D.C., 2008. Disponível em: <<http://web.worldbank.org>>. Acesso em: 5 abr. 2008.

Contribuição dos autores:

Marco Valério de Albuquerque Vinagre: Realização das coletas, organização dos dados, desenvolvimento do modelo chuva-vazão com fator de ganho sigmoidal, desenvolvimento dos cálculos técnico-econômicos das turbinas, interpretação dos resultados e fechamento do texto.

Claudio José Cavalcante Blanco: Organização da metodologia da pesquisa, supervisão do desenvolvimento do modelo chuva-vazão com fator de ganho sigmoidal, revisão de conteúdo e forma do artigo.

André Luiz Amarante Mesquita: Organização da metodologia do trabalho, supervisão dos cálculos técnicos das turbinas, interpretação dos resultados e revisão do texto.

Alberto Carlos de Melo Lima: Organização da metodologia do artigo, revisão do modelo chuva-vazão com fator de ganho sigmoidal, revisão do texto.

Leonardo Augusto Lobato Bello: Revisão dos cálculos técnico-econômicos das PCHs, interpretação dos resultados e revisão do texto.