

Avaliação técnica-econômica de mini Centrais Hidrelétricas operando a velocidade variável utilizando Conversores de Potência

(*) Javier Antonio Laguna Silva, Adriano Felício de Freitas e Laércio Costa Rodrigues

(**) Igor Amariz Pires e Sidelmo Magalhães Silva

(*) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

(**) Departamento de Engenharia Elétrica

Universidade Federal de Minas Gerais - Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brasil

Resumo - O artigo trata da operação de Minicentrals Hidrelétricas (mCH) operando com velocidade variável para aumentar a eficiência em diferentes condições de vazão. A análise da viabilidade econômica dessa estrutura também foi realizada.

As minicentrals Hidrelétricas (mCH), além de serem uma fonte de energia renovável, têm grande potencial no mundo e por isso, tem gerado grande interesse o desenvolvimento de novas metodologias de geração que visam o aumento de sua eficiência.

No artigo é proposto a adaptação de uma metodologia de geração oriunda de sistemas eólicos, para ser utilizada nas mCH. Esta metodologia utiliza um conversor estático de potência entre o gerador síncrono (GS) e a conexão com o sistema elétrico de potência (SEP). A utilização deste conversor de potência possibilita operar o conjunto, turbina e gerador, em velocidade variável e com isso maximizar a eficiência da mCH.

Será apresentado um estudo energético comparativo de uma mCH operando de forma convencional (velocidade fixa) com uma mCH operando com a metodologia proposta (velocidade variável). Essa comparação visa mostrar os ganhos que algumas mCH poderiam ter (ganhos de energia gerada anualmente) com a utilização da metodologia proposta.

Palavras-chaves - Conversor Estático de Potência, Gerador Síncrono, Rendimento Minicentrals Hidrelétricas, Ponto de Máxima Transferência de Energia e Operação de Geradores Síncronos em Velocidade Variável.

I. INTRODUÇÃO

A nível mundial no ano de 2015, o Brasil é o segundo maior produtor de energia elétrica produzida por hidrelétricas, com 8,6% da produção mundial. Em primeiro lugar vem a China com 27,9%, seguido dos Estados Unidos com 7,5%, Canadá com 7,4%, Rússia com 4,5%, Índia com 4,4% e o resto do mundo com 39,7%, [1].

Em 2016 as hidrelétricas representaram 64,0% da matriz energética brasileira. Estima-se que o setor de geração hidráulica continue seu crescimento, para o ano 2030 tem-se uma projeção de que o consumo de energia elétrica esteja entre 950 e 1250 TWh/ano. O consumo atual situa-se em torno de 615,9 TWh/ano [2] e [3], conforme ilustra a Fig. 1.

A Fig. 1 ilustra também que a partir do ano de 2024 a energia demandada estimada será maior que a capacidade de produção. Esta previsão de falta de energia é um dos motivos que geram grande interesse no desenvolvimento de metodologias de geração mais eficientes.

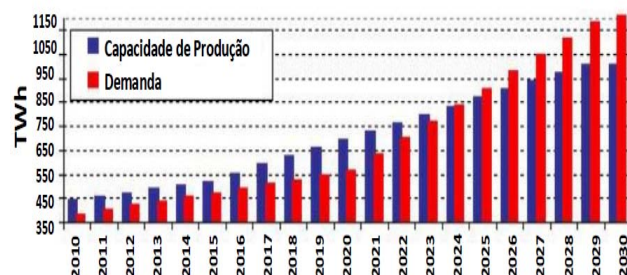


Fig. 1: Energia Hidráulica - Capacidade de Produção x Demanda. Fonte [2].

A potência instalada determina a classificação das hidrelétricas, que conforme [4] se estratificam em: Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH (com até 1 MW de potência instalada), Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH (entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada) e Usina Hidrelétrica de Energia – UHE (com mais de 30 MW). A Tabela I ilustra a estratificação das Centrais Geradoras Hidrelétricas.

Tabela I. Estratificação das Centrais Hidrelétricas. Fonte [4].

Características/Estratificação	Potência [kW]	Queda Líquida - H_{liq} [m]		
		Baixa	Média	Alta
micro Centrais Hidrelétricas (μ CH)	$P < 100$	$H_{liq} < 15$	$15 < H_{liq} < 50$	$H_{liq} > 50$
mini Centrais Hidrelétricas (mCH)	$100 < P < 1000$	$H_{liq} < 20$	$20 < H_{liq} < 100$	$H_{liq} > 100$

H_{liq} - Igual à queda bruta (H) menos as perdas hidráulicas.

A hidrelétricas de pequeno porte (μ CH e mCH), no ano de 2008, contabilizaram 227 empreendimentos ligados na rede, já em 2014, contabilizaram 497 empreendimentos também ligados na rede [5], além de muitos outros em operação isolada da rede. Todos esses empreendimentos representam uma atrativa oportunidade para a implementação da metodologia proposta, a qual utiliza um conversor estático de potência entre o GS e a rede. A utilização deste conversor de potência possibilita operar o conjunto, turbina e gerador, em velocidade variável e com isso maximizar a eficiência de mCH.

A metodologia proposta é uma tecnologia oriunda dos sistemas de geração eólica e sua tecnologia já está bastante consolidada na engenharia. O objetivo fundamental da estratégia de controle é maximizar a potência sob as condições hidrológicas em tempo real (ou seja, maximizar a eficiência total do sistema de conversão de energia). Existem vários tipos de geradores e conversores de diversas topologias e para cada

combinação existe um sistema de controle adequado, nas referências [6-11] são encontradas diversos estudos de caso. A Fig. 2 lustra uma topologia de geração eólica, intitulada de Tecnologia *Tipo D*, nesta topologia o gerador pode ser síncrono com bobina de campo ou a ímãs permanentes, além de poder ser um gerador de indução em gaiola. O conversor regenerativo, do tipo *back-to-back*, trabalha com modulação de largura de pulso (PWM) nos dois braços (retificador e inversor) e devido a isso tornando-se possível desacoplar a frequência da rede da velocidade do gerador, podendo aumentar ou diminuir a velocidade do gerador.

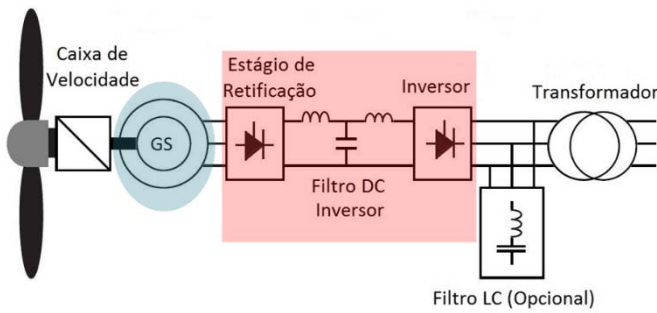


Fig. 2: Topologia Tipo D de Sistemas de geração Eólicos. Fonte: [12].

A Fig. 3 ilustra a eficiência das turbinas hidráulicas em função da vazão e da velocidade de rotação da turbina. Observa-se que a máxima transferência de potência (ponto B) ocorre na velocidade síncrona. Trabalhando em velocidade fixa e com 25% da vazão máxima, observa-se uma diminuição significativa na eficiência da turbina (ponto C), porém se operarmos em velocidade variável o sistema de controle obterá a velocidade cuja a potência de transferência seja máxima (ponto A) para aquela determinada vazão de trabalho.

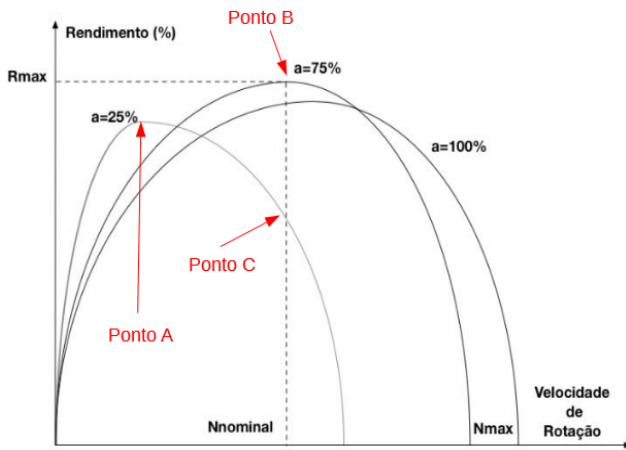


Fig. 3: Rendimento de Turbinas Hidráulicas versus Vazão. Fonte adaptado de [13].

É importante destacar que a eficiência das turbinas é função da vazão e do tipo de turbina em questão, conforme ilustra a Fig. 4. Alguns fabricantes garantem um funcionamento adequado da turbina funcionando entre 70% e 50% da vazão de projeto, embora com perda progressiva na eficiência.

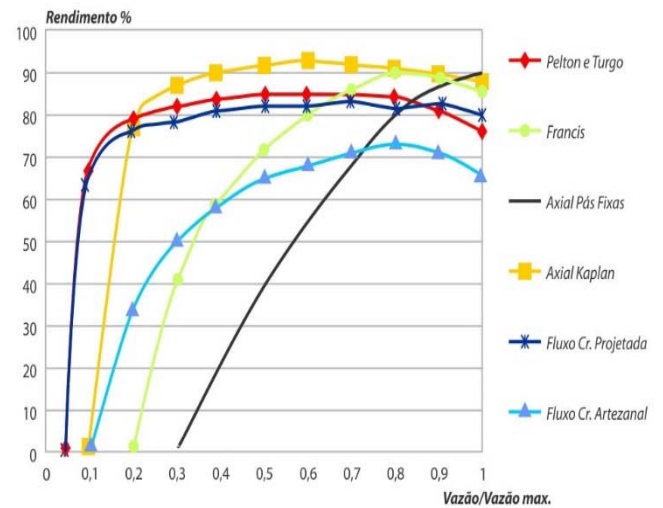


Fig. 4: Rendimento Típico de Turbinas Hidráulicas. Fonte [15].

As turbinas são projetadas para entregar o rendimento máximo para cada caso específico de vazão (Q), altura (H), e velocidade de rotação (N), tendo em consideração estes parâmetros, a eficiência de uma turbina pode ser calculada por (1).

$$\eta_t = \frac{P_m}{\gamma * Q_t * H_{liq}} \quad (1)$$

Onde:

$P_m \rightarrow$ Potência mecânica no eixo da turbina [W];

$\eta_t \rightarrow$ Eficiência da Turbina;

$\gamma \rightarrow$ Peso específico da água [9810N/m³], este valor considerou a água numa temperatura de 4°C e a aceleração da gravidade (g) sendo 9,81m/s;

$Q_t \rightarrow$ Vazão na entrada da turbina [m³/s];

$H_{liq} \rightarrow$ Altura líquida da queda de água na turbina [m].

A Fig. 5 ilustra o conjunto gerador da mCH, o qual é formado pela turbina hidráulica, gerador síncrono e conversor estático de potência (ilustrado com a topologia do tipo fonte de tensão).

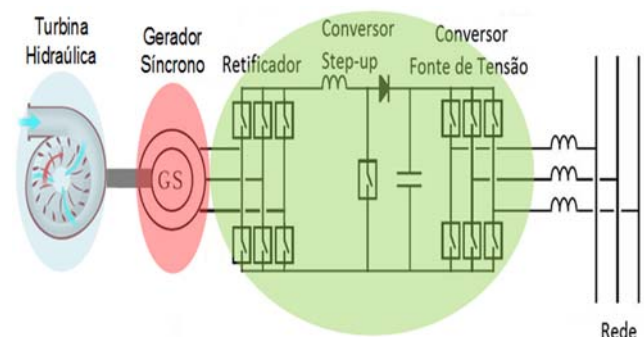


Fig. 5: Conjunto gerador da mCH, utilizando Conversor de Potência. Fonte adaptado de [12].

II. EFICIÊNCIA DA TURBINA PELO MÉTODO DO MODELO REDUZIDO.

O método do modelo reduzido consiste na determinação do ponto de máxima eficiência da máquina hidráulica para cada vazão a cada velocidade de operação, isso é obtido para uma turbina em escala reduzida, cujos resultados são extrapolados para a turbina real.

Os dados apresentados na Fig. 6, foram obtidos dos testes realizados no laboratório de hidráulica da UFMG, maiores detalhes podem ser encontrados em [17]. Nestes testes foi utilizado uma bomba (modelo EHF50.16S), a qual trabalhava como uma turbina à velocidade variável. A rotação da turbina foi variada na faixa de 1300 a 2400 rpm.

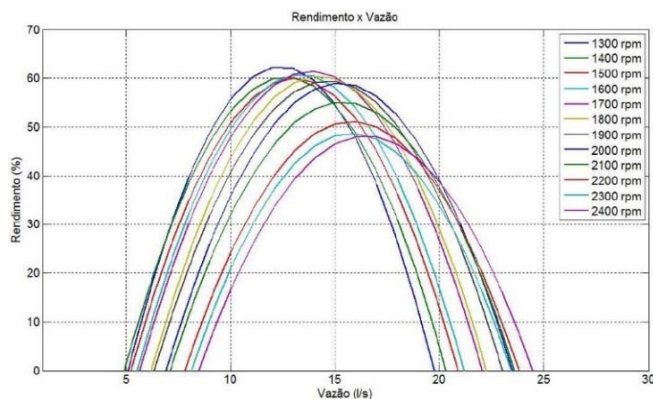


Fig. 6: Eficiência da Turbina - Operando a velocidade variável. Fonte [17].

Observe-se na Fig. 6 que existem curvas com maior eficiência que a curva correspondente à rotação síncrona (1800rpm, curva em amarelo, referente a um gerador de 4 polos e frequência de 60Hz), também chamada de curva de eficiência de operação convencional (velocidade fixa).

As curvas de eficiência para a operação em velocidade variável é obtida a partir da Fig. 6, analisando qual o maior rendimento para cada vazão, independente da rotação. No teste realizado as rotações de operação em velocidade variável são em ordem crescente de vazão: 1400, 1300, 1700, 2000 e 2400 rpm.

Para o estudo de caso da próxima seção foi adotado as curvas de eficiência dadas pela Fig. 7.

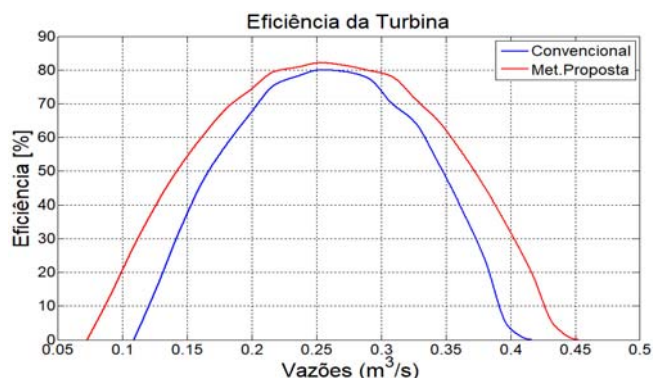


Fig. 7: Eficiências da turbina operando à velocidade fixa e variável.

A Fig. 8 é obtida, matematicamente, multiplicando cada vazão da Fig. 7 por sua respectiva eficiência e pela altura (considerada 33 metros neste estudo de caso).

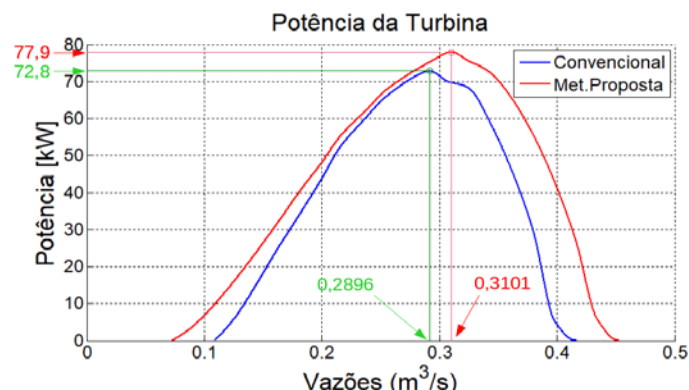


Fig. 8: Curva Potência versus vazão - Turbina operando à velocidade fixa e variável.

O levantamento da curva de eficiência do gerador síncrono é feito partir da construção do modelo de perdas do GS. A eficiência do GS muda com a velocidade, mas principalmente com o carregamento do gerador, mais detalhes podem ser obtidos em [12].

A Fig. 9 mostra a curva de eficiência do GS, quando opera em velocidade fixa e à velocidade variável (neste regime de operação a curva já contempla as perdas do conversor estático de potência, sendo portando a curva de eficiência gerador + conversor).

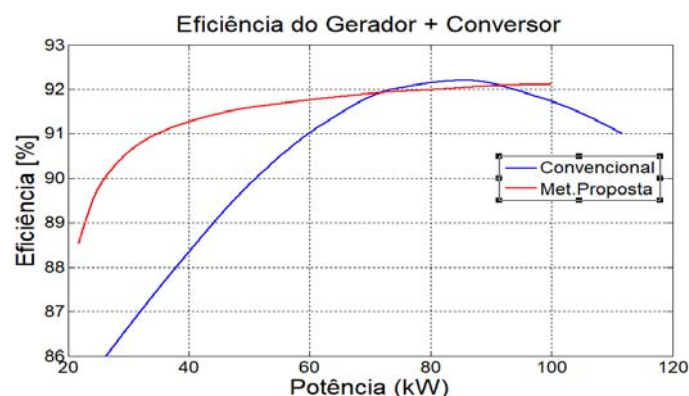


Fig. 9: Eficiência Típica do Gerador Síncrono em velocidade fixa e variável. Fonte adaptado de [12] e [13].

A Fig. 9 foi obtida adaptando-se os dados de [12]. Em [12] é discutido a otimização da eficiência do sistema gerador mais conversor. Esta otimização utiliza os modelos de perdas do gerador e do conversor durante a operação e leva em consideração as limitações do gerador (limitações de tensão, corrente, velocidade, etc). Também é discutido a utilização de geradores maiores que o necessário, essa prática aumenta a eficiência do sistema e a vida útil do isolamento do gerador. O tipo de controle também é relevante para a eficiência do conjunto gerador mais conversor.

III. ESTUDO DE CASO

Para o estudo de caso serão utilizados dados característicos da mCH [El-Aguacate](#), localizada na Nicarágua. A Tabela II apresenta a descrição do conjunto gerador estudado.

Tabela II - Descrição do conjunto gerador estudado.

Descrição do Conjunto Gerador				
Item	Tipo	Potência [kW]	Velocidade [rpm]	Eficiência
Turbina	Francis	75	900	0,8
Gerador	Síncrono	Potência [kW]	Velocidade [rpm]	Eficiência
		100	1800	0,9
Conversor	Regenerativo	Potência [kW]	Frequência [Hz]	Modelo
		75	0-650	G120-PM250 - Siemens

O objetivo do estudo de caso é comparar o ganho energético de uma mCH operando de forma convencional (velocidade fixa) com uma mCH operando com a metodologia proposta (velocidade variável). Além disso será apresentado um estudo de viabilidade econômica para se transformar uma mCH convencional em uma mCH que opere em velocidade variável.

A. Considerações nos cenários Propostos.

Para criar cenários de simulação, adaptou-se séries de vazões (médias mensais durante o ano). As considerações feitas são:

- As características de projeto do grupo gerador (potência e eficiência), não mudarão. As curvas de eficiências (Fig. 7 e Fig. 9) serão as mesmas para todos os cenários;
- As séries de vazões no período de 12 meses dos cenários I, II e III são dadas pela Fig. 10.
- A vazão de máxima potência na metodologia convencional e proposta são, respectivamente, $0,2896 \text{ m}^3/\text{s}$ e $0,3101 \text{ m}^3/\text{s}$, conforme Fig. 8.
- É possível operar com vazão de $0,3101 \text{ m}^3/\text{s}$ utilizando a metodologia proposta, ou seja, a tubulação suporta.

A mudança da série de vazões em cada cenário, Fig. 10, visa representar as condições típicas de operação de alguns empreendimentos hidrelétricos. Outro objetivo importante que justifica a diversidade dos cenários propostos, é apresentar resultados diversos que sirvam de referência para aqueles empreendimentos que estejam nas mesmas ou similares condições de operação.

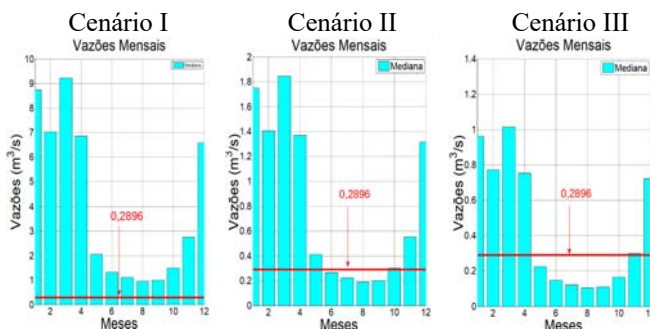


Fig. 10: Série de vazões dos cenários.

a. Análise Técnica: Estudo Energético

A Fig. 11 ilustra o estudo energético do cenário I, gerou-se na metodologia convencional 578 MWh/ano, a metodologia proposta gerou um ganho de 7,14%.

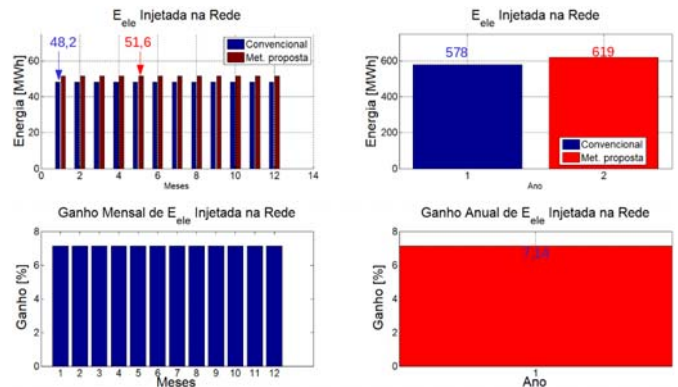


Fig. 11: Cenário I: Estudo Energético.

A Fig. 12 ilustra o estudo energético do cenário II, gerou-se na metodologia convencional 520 MWh/ano, a metodologia proposta gerou um ganho de 7,3%.

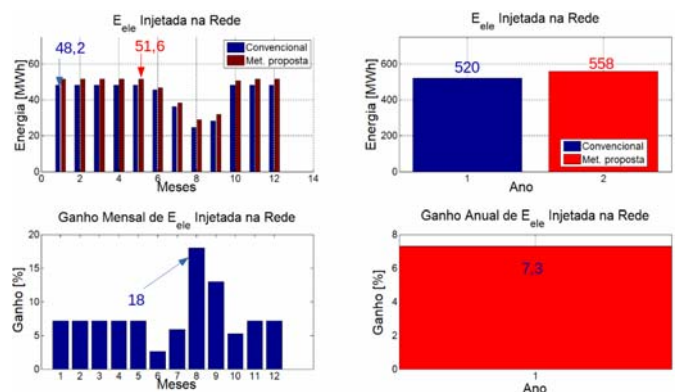


Fig. 12: Cenário II: Estudo Energético.

A Fig. 13 ilustra o estudo energético do cenário III, gerou-se na metodologia convencional 356 MWh/ano, a metodologia proposta gerou um ganho de 14,6%.

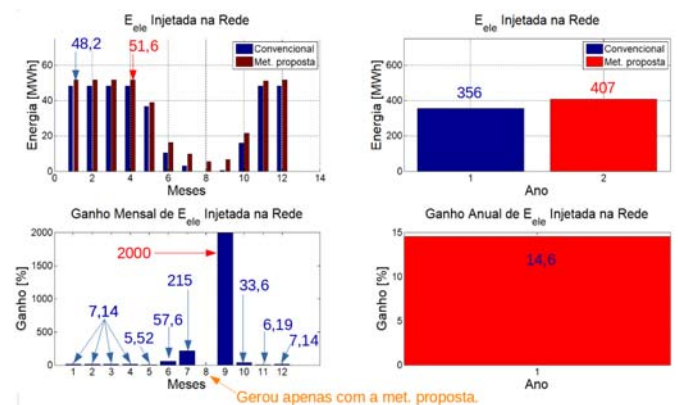


Fig. 13: Cenário III: Estudo Energético.

b. Análise Econômica e Financeira

Os resultados obtidos nos 3 cenários, demonstraram ter potenciais ganhos de energia gerada no ano.

A decisão de investir capital em um projeto é parte de um processo que envolve a geração e a avaliação de diversas alternativas que atendam às especificações técnicas e econômicas dos investimentos. Para um projeto ser viável deve retornar o investimento financeiro utilizado na sua implantação. O tempo de retorno do investimento depende das taxas de juros associadas ao dinheiro inicialmente empregado para a construção e implantação do projeto e da capacidade de lucro que conseguir alcançar. Os diversos métodos utilizados para avaliar projetos visam a reduzir as incertezas da decisão aumentando a garantia do retorno do investimento com a lucratividade mínima esperada.

Nesta análise, serão considerados os seguintes métodos para avaliar o projeto:

- Valor Presente Líquido (VPL);
- Taxa Interna de Retorno (TIR).
- Payback Simples;
- Payback Descontado;

O VPL é a soma algébrica, na data zero, dos saldos dos fluxos de caixa descapitalizados pela TMA (taxa de mínima atratividade ou taxa de desconto). O VPL, dado por (2), indica viabilidade econômica do projeto se for positivo.

$$VPL = -IN_0 + \sum_{k=1}^j \frac{FC_j}{(1+TMA)_j} \quad (2)$$

Onde:

$IN_0 \rightarrow$ Investimento inicial do projeto;

$FC_j \rightarrow$ Valor do fluxo de caixa de cada ano j .

A TIR é a taxa de juros que determina a equivalência entre os desembolsos e as receitas de um projeto de investimento, ou seja, TIR é o valor da TMA que torna o VPL igual a zero, seu cálculo é iterativo, se for maior ou igual à TMA o projeto tem viabilidade econômica.

O payback é o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. Se não considerar o valor do dinheiro no tempo é chamado de payback simples. Se o valor do dinheiro for trazido ao ano 0, aplicando alguma taxa de juros é chamado de payback descontado.

As considerações para realizar a análise econômica são:

- Para cada cenário (I,II,III) foram feitas duas variações;
 - o Custo do MWh = R\$202,00/MWh
 - o Custo do MWh = R\$290,00/MWh
 Segundo o custo publicado no Leilão A-5 (R\$115,00-R\$290,00);
- Encargos estabelecidos em [18], conforme Tabela III.

- TMA = 10%;
- Horizonte de avaliação 10 anos.

Tabela III – Encargos considerados no fluxo de caixa.

Investimento	
Equipamento	R\$ 39.076,94
Montagem/Testes	R\$ 8.987,70
Total	R\$ 48.064,64
Receita	
Energia MC	Energia gerada no ano pela Metodologia Proposta
Energia MP	Energia gerada no ano pela Metodologia Convencional
Ganho de Energia	Energia MC - Energia MP
Impostos	
ISS	Imposto sobre serviços, varia por Município (5%)
PIS/CONFINs	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (3,65%)
IR+CSLL	Imposto de renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (7,68%)
Total	16,33%
Custos Operacionais	
TUSD	Tarifa do uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição, 3,145% do Ganho de Energia
O&M	Operação e Manutenção, 7,5% sob Ganho de Energia
Total	10,64%

c. Resultados da análise econômica

A Fig. 14 ilustra como o VPL varia com a TMA para cada cenário simulado, além de mostrar o valor da TIR para cada cenário (é o valor da TMA quando o VPL é zero).

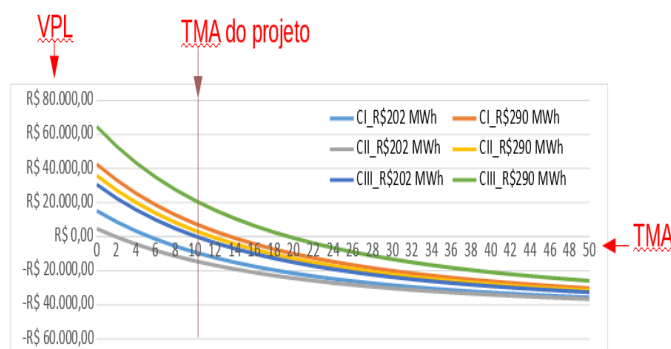


Fig. 14: Comparação dos 6 cenários. VPL versus TMA.

Conforme a Tabela IV os 3 cenários tiveram viabilidade econômica em todos os métodos com a energia a R\$290,00. Já para os cenários cujo o valor energia foi de R\$202,00/MWh, apenas o cenário III teve viabilidade econômica em todos os métodos.

Tabela IV. Comparação dos métodos de avaliação.

Método/Cenário	Cenário I		Cenário II		Cenário III	
	R\$202,00	R\$290,00	R\$202,00	R\$290,00	R\$202,00	R\$290,00
TIR	X	✓	X	✓	✓	✓
VPL	X	✓	X	✓	✓	✓
PayBack Simples	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PayBack Descontado	X	✓	X	✓	✓	✓

IV. CONCLUSÃO

A utilização do conversor estático de potência possibilita operar o conjunto, turbina e gerador, em velocidade variável e com isso maximiza a eficiência global da mCH *El-Aguacate*, gerando ganhos energéticos que podem viabilizar economicamente sua utilização.

A viabilidade técnica pode existir sem que necessariamente tenha-se a viabilidade econômica. Através dos cenários simulados no estudo de caso, ficou claro que nem a viabilidade técnica e nem a viabilidade econômica podem ser generalizadas para a utilização da metodologia proposta e que cada hidrelétrica deverá realizar suas análises de viabilidade.

Embora neste estudo de caso a metodologia proposta sempre gerou mais energia que a metodologia convencional, em qualquer vazão, isso pode não ocorrer e depende apenas das perdas do conversor estático e do ponto de operação das hidrelétricas.

A viabilidade econômica foi analisada por 4 métodos consolidados na economia. O método VPL, TIR e payback descontado mostraram-se coerentes entre si (apresentaram os mesmos “resultados”, 4 cenários com viabilidade e 2 cenários sem viabilidade econômica. Todos os métodos indicaram a viabilidade econômica para todos os cenários onde o custo da energia foi R\$290,00, máximo valor do Leilão A-5).

O método, payback simples, apresentou viabilidade econômica para todos os cenários, comprovando que é um método perigoso para análises importantes. Sua grande vantagem é a simplicidade, a forma correta de interpreta-lo é: Se o payback simples não indicar viabilidade, certamente o projeto não terá viabilidade de nenhum método de análise, porém se indicar viabilidade deve-se utilizar outro método para confirmação.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da [CAPES](#), [CNPq](#), [FAPEMIG](#), [PPGEE-UFGM](#), [PAEC](#), [OEA](#), [GCUB](#) e aos revisores por seus comentários e sugestões.

REFERÊNCIAS

- [1] Zervos, A. Renewables 2016 Global Status Report. 2016. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report.pdf>. Acesso em: 01.01.2016.
- [2] BRONZATTI, F. L.; NETO, A. I. Matrizes Energéticas no Brasil: Cenário 2010-2030. 2008. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2008_TN_STO_077_541_11890.pdf>. Acesso em: 02.01.2017.
- [3] MME Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/RelatorioFinal_BEN_2016.pdf>. Acesso em: 13.05.2016.
- [4] ELETROBRÁS. Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas 2000. Disponível em: <<http://www.portalph.com.br/saiba-mais/diretrizes-para-estudos-e-projetos-de-pequenas-centrais-hidreletricas.html>>. Acesso em: 17.02.2016.

- [5] Capacidade de geração em 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8349&id_area=90>. Acesso em: 02.02.2017.
- [6] YANG, C.; YANG, X.; CHEN, Y. Integration of variable speed hydropower generation and vsc hvdc. In: 2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe). 2015. p. 1–9.
- [7] BELHADJI, L. et al. Adaptive mppt applied to variable-speed microhydropower plant. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 28, n. 1, p. 34–43, March 2013. ISSN 0885-8969.
- [8] BORKOWSKI, D.; WĘGIEL, T. Small hydropower plant with integrated turbinegenerators working at variable speed. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 28, n. 2, p. 452–459, June 2013. ISSN 0885-8969.
- [9] WĘGIEL, T.; BORKOWSKI, D. Variable speed small hydropower plant. In: 2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems. 2012. p. 167–174. ISSN 2329-5759.
- [10] BELHADJI, L.; BACHA, S.; ROYE, D. Modeling and control of variable-speed micro-hydropower plant based on axial-flow turbine and permanent magnet synchronous generator (mhpp-pmsg). In: IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. [S.l.: s.n.], 2011. p. 896–901. ISSN 1553-572X.
- [11] MAGUREANU, R. et al. Optimal operation of francis small hydro turbines with variable flow. In: 2008 IEEE International Symposium on Industrial Electronics. [S.l.:s.n.], 2008. p. 1562–1567. ISSN 2163-5137.
- [12] GRAUERS, A. Synchronous generator and frequency converter in wind turbine applications, system design and efficiency. 1994. Disponível em: <<http://webfiles.portal.chalmers.se/et/Lic/GrauersAndersLic.pdf>>. Acesso em: 12.09.2016.
- [13] MACINTYRE. Maquinas Motrizes Hidráulicas. 1983. Disponível em: <<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci>>. Acesso em: 15.12.2016.
- [14] BOTTESI, O.; ALBERTI, L. Design of small-size generator for variable speed micro-hydroelectric power plants. 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6960224/>>. Acesso em: 02.01.2017.
- [15] HARVEY; ADAM. Tipos de turbinas hidráulicas aplicadas as pequenas mini e micro centrais hidráulicas. [S.l.], 1998. Disponível em: <<http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr>>. Acesso em: 15.09.2016.
- [16] MESQUITA, L. M. O. de et al. Maximum power point tracking applied on small hydroelectric power plants. IEEE, 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=arnumber=6073371>>. Acesso em: 15.02.2016.
- [17] ALVES, D. D. S. Contribuições Para o Estudo e a Aplicação de Bombas Funcionando Como Turbinas na Geração Descentralizada. 2010. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.ufmg.br/dspace/handle/1843/BUOS-8F9GPE>>. Acesso em: 16.06.2016.
- [18] MANCEBO, E. W.; BRANDÃO. Avaliação da Viabilidade econômica de reativação de uma Central Hidrelétrica geradora, um estudo de caso. 2013. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10008467.pdf>>. Acesso em: 02.02.2016.
- [19] ANDRADE, L. A. de et al. Estudo Comparativo dos Métodos de medição de vazão, uma aplicação em comissionamento de Turbinas Hidráulicas. 2014. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication>>. Acesso em: 18.12.2016.