

revista brasileira de
ENERGIA



Sociedade Brasileira de
Planejamento Energético

Criação de capa e Diagramação

Alessandro Rodrigo Pereira Dias

Revisão

Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia
Vol. 21 - nº 2**

Itajubá, 2015 - SBPE

Editor: Edson da Costa Bortoni
73 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 0104303-X

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que
citada a fonte

A Revista Brasileira de Energia tem como missão:

“divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionadas ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais.”

Editor Responsável

Edson da Costa Bortoni

Comitê Editorial

Alexandre Salem Szklo

Amaro Pereira

Annemarlen Gehrke Castagna

Clodomiro Unsihuay-Vila

Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Edmilson Moutinho dos Santos

Edson da Costa Bortoni

Eduardo Mirko V. Turdera

Elizabeth Cartaxo

Gisele Ferreira Tiryaki

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

Luiz Augusto Horta Nogueira

Oswaldo Soliano

Paulo Henrique de Mello Sant' Ana

Roberto Cesar Betini

Sergio Valdir Bajay

Thulio Cícero Guimarães Pereira

Virginia Parente

Yanko Marcius de A. Xavier

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada semestralmente.

Diretoria da SBPE

Presidente: Jamil Haddad

Vice-Presidente: Célio Bermann

Diretora de Eventos: Annemarlen Gehrke Castagna

Diretor de Publicações: Arnaldo César da Silva Walter

Diretor Administrativo: Ivo Leandro Dorileo

Conselho Fiscal

Roberto Akira Yamachita

Edson da Costa Bortoni

Luiz Augusto Horta Nogueira

Conselho Consultivo

Afonso Henriques Moreira Santos

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Secretaria Executiva da SBPE

Lúcia Garrido e Kelly Reis

Endereço

Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: exec@sbpe.org.br

Os artigos podem ser enviados através do site da SBPE

www.new.sbpe.org.br

SUMÁRIO

ANÁLISES ECONÔMICAS, DE SENSIBILIDADE E ELASTICIDADE EM PROJETOS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL.....7

Ivan Felipe Silva dos Santos, Geraldo Lucio Tiago Filho, Regina Mambeli Barros.

APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS EM ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ESGOTO: ESTUDO DE CASO NA ETE SAPUCAÍ.....31

Laura Dardot Campello.

ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL EM COMUNIDADES KALUNGA DE CAVALCANTE-GO39

Sandra Milena Vélez Echeverry, Janaína Deane de Abreu Sá Diniz,

Rudi Henri van Els.

MERCADO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NA PRESPECTIVA PARA A PRODUÇÃO DO ÓLEO DE PALMA.....55

Tiago Silveira Gontijo, Márcio Balduino Saraiva.

ANÁLISES ECONÔMICAS, DE SENSIBILIDADE E ELASTICIDADE EM PROJETOS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL

Ivan Felipe Silva dos Santos¹

Geraldo Lucio Tiago Filho²

Regina Mambeli Barros³

RESUMO

O esgotamento das reservas de combustíveis fósseis, a necessidade de diminuição das emissões de gases de efeito estufa, bem como da produção de energia para o desenvolvimento econômico são os fatores que ocasionam a procura por fontes renováveis de energia. No entanto, nem sempre a implantação destas são financeiramente atrativas, sendo a tarifa de venda de energia um parâmetro importante para a análise da viabilidade destes empreendimentos. No presente estudo foram realizadas análises econômicas e de sensibilidade às variações de tarifa de venda de energia em três projetos de fontes renováveis de produção de energia elétrica, no cenário brasileiro, a saber, (siglas em Português): central hidrelétrica (CHE), central eólica (EOL) e central termelétrica movida a biogás (UTE) de estações anaeróbias de tratamento de esgoto. O conceito de elasticidade, amplamente utilizado nas ciências econômicas foi aplicado e relacionado com as potências das usinas estudadas. Os resultados obtidos foram por fim comparados e discutidos.

Palavras-chave: Energias Renováveis, Análise de sensibilidade, Tarifa de venda de energia e Elasticidade.

1 Engenheiro Hídrico e Mestre em Engenharia de Energia – Instituto de Recursos Naturais (IRN), Universidade Federal de Itajubá (MG). GEER – Grupo de estudos em energias renováveis. Av, BPS, 1302, Itajubá- MG, CEP: 37500-903, tel (35) 36216935, ivanfelpedeice@hotmail.com

2 Eng. Mecânico, Doutor – USP e Mestre UNIFEI. Prof.Titular – Instituto de Recursos Naturais(IRN) / Universidade Federal de Itajubá (MG). GEER - Grupo de estudos em energias renováveis. Av.BPS, 1303, Itajubá-MG, CEP:37500-903, tel (35) 3629-1156, tiagounifei@hotmail.com

3 Eng. Civil, Doutora e Mestre pelo PPG-SHS/EESC/USP, Profa. Dra. - Instituto de Recursos Naturais(IRN) / Universidade Federal de Itajubá (MG). GERR - Grupo de estudos em energias renováveis. Av.BPS, 1303, Itajubá-MG, CEP:37500-903, tel (35) 36291224, remanbeli@hotmail.com

ABSTRACT

The fossil fuel reserves depletion, the need for greenhouse gases emissions reducing and the energy production for economic development consist on factors that cause the demand for renewable energy sources. However, deployment of these have not always been financially attractive, and the energy sales rate is a important parameter for assessing the feasibility of these projects. In this study, economic analyzes and sensitivity to energy sales rate variations for three electricity production projects of renewable sources from the Brazilian scenario perspective were conducted, namely (acronyms in Portuguese): hydroelectric power plant (UHE), wind power plant (EOL) and thermal power plant (UTE) by biogas fuel-powered from in anaerobic sewage treatment plants. The widely used in economics elasticity concept was applied and related to the powers of the studied plants. The results were compared and finally discussed.

1. INTRODUÇÃO

A procura por fontes de energia para as necessidades de crescimento e manutenção das atividades econômicas é uma das questões-chave do desenvolvimento da nossa civilização (Dmitriev, 2013). De acordo com Moriarty e Honnery (2012), a demanda mundial por energia deverá atingir 1000 EJ (EJ = 10¹⁸J) ou mais, em 2050, se o crescimento econômico continuar seguindo a tendência das últimas décadas. Somando-se a este fato, o esgotamento de reservas de combustíveis fósseis e a busca por diminuição de emissões gases de efeito estufa (GEE), descortina-se a necessidade da mudança da fonte dominante de produção de energia para aquelas naturalmente renováveis.

Segundo a Agência Americana de Proteção Ambiental (United States Environmental Protection Agency, USEPA, 2014), os planos de utilização de energia renovável variam de um país para outro, mas incluem no mínimo, a utilização de:

- 1) Energia solar (Fotovoltaica e Térmica).
- 2) Energia Eólica.
- 3) Energia Geotérmica.
- 4) Biomassa e Biogás (produzido por meio da digestão anaeróbia).
- 5) Hidroeletricidade de baixo impacto ambiental.

Em comparação com outros países, as matrizes elétrica e energética brasileiras apresentam grande parcela de fontes renováveis, como demonstra o gráfico 1 (Organização para cooperação e desenvolvimento econômico, composta basicamente por países desenvolvidos, OCDE). No Brasil, os principais contribuintes para o alto percentual de energias renováveis são a geração de energia por fontes

eólica, hidráulica e de biomassa.

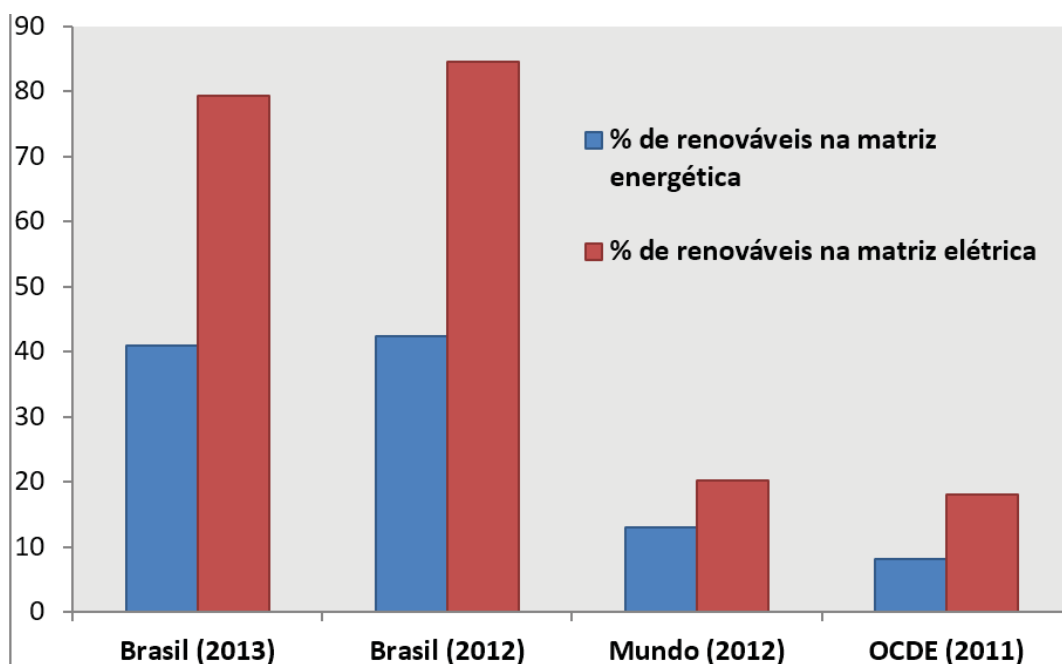


Gráfico 1 - Percentual de energias renováveis nas matrizes energética e elétrica Brasileira, em comparação com o mundo.

Fonte: Balanço Energético Nacional - BEN (2013).

Como o desenvolvimento das energias renováveis em um país depende da viabilidade econômica dos projetos, é importante realizar-se análises de sensibilidade em vários tipos de cenários do mercado de energia. De acordo com Jenssen et al. (2000), esta é a forma mais comum de lidar com um risco de um empreendimento, e por meio dela, o investidor pode verificar o impacto de possíveis erros associados aos vários itens de custo ou à produção energética, sobre os benefícios econômicos da central. Diversos trabalhos têm estudado a sensibilidade de aspectos econômicos e ambientais ligados à temática energias renováveis (Khaldellis et al., 2005; Aslanet al., 2008; Hongze et al., 2011, etc.).

Neste contexto, o presente trabalho objetiva dimensionar e comparar aspectos econômicos de três projetos de centrais de energia elétrica renováveis no cenário energético brasileiro, a saber: i) Central Hidrelétrica (UHE) de pequeno porte; ii) Central eólica (UEL) e iii) Central Termelétrica (UTE) movida a biogás produzido em estações de tratamento anaeróbico de esgoto. Análises de sensibilidade e o conceito de elasticidade, sendo este último amplamente utilizado em ciências econômicas, foram aplicados aos estudos realizados e apresentados como fatores auxiliares na tomada de decisão na implantação dos projetos estudados.

2. GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

As centrais hidrelétricas utilizam a água represada a certa altura para produção de energia mecânica, e posteriormente, energia elétrica. Eletrobrás (2000) e Souza et al. (2009) apresentam conceitos brasileiros que vigoraram até o fim 2014 para classificação de centrais hidrelétricas no Brasil: i) Se $P < 100$ [kW]: Microcentral Hidrelétrica; ii) se $100 < P < 1000$ [kW]: Minicentral Hidrelétrica; iii) $1 < P < 30$ [MW]: Pequena Central Hidrelétrica (PCH); e quando iv) $P > 30000$ [kW]: Usina Hidrelétrica. Em janeiro de 2015, a lei 13.097 alterou tal classificação passando a definir as usinas com potência entre 1 e 3 [MW] como Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs). A potência limite das PCHs também foi alterada para 50 [MW]. Em outras palavras, a partir de então, as PCHs foram enquadradas entre potências de 3 e 50 [MW] e as UHEs, em potências superiores a 50 [MW] (Portal UHE, 2015).

Devido a necessidade de áreas disponíveis para enchimento e regularização dos reservatórios, o desenvolvimento das grandes centrais hidrelétricas normalmente implica em elevados impactos ambientais (desmatamento, emissões de GEE, sobretudo, durante a os primeiros anos de operação dos reservatórios não previamente desmatados, etc.) e sociais (desapropriação de terras, realocação de moradores, etc.). Neste cenário, as PCHs ganham importância, por permitirem a realização de geração distribuída, próxima aos grandes centros consumidores, com menores impactos sociais e ambientais.

O gráfico 2 apresenta a evolução da potência instalada de PCHs no Brasil, entre 2001 e 2014. Até o ano de 2014, as PCHs correspondiam a 3,58% de toda capacidade instalada nacional (ANEEL, 2014).

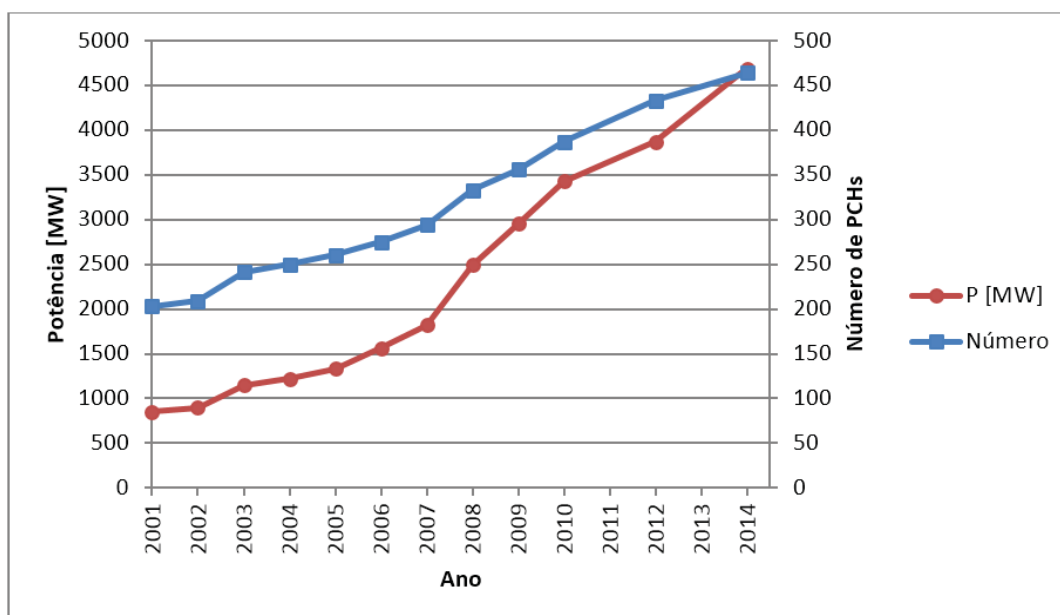


Gráfico 2 - Evolução da potência instalada e do número de PCHs no Brasil.
Fonte: ANEEL (s/d), ANEEL (2012) e ANEEL (2014).

3.GERAÇÃO EÓLICA

A geração de energia eólica tem obtido crescente importância nos últimos anos em todo o mundo, inclusive no Brasil. Filgueiras e Silva (2003) já relatavam o grande potencial eólico brasileiro e a possibilidade de produção de energia a preços competitivos com outras fontes mais consolidadas. De acordo com o BEN (2013), a produção brasileira de energia eólica aumentou aproximadamente 87% entre 2011 e 2012. Almeida et al. (2011) estimaram o potencial eólico Brasileiro em 143,7 [GW].

Além do alto potencial, as usinas eólicas apresentam ainda, baixo impacto ambiental, sendo assim, uma importante opção para geração limpa e renovável. De acordo com a Agência Internacional de Energia - IEA (1998, apud Akella et al., 2012), as emissões ao longo de todo ciclo de vida das usinas eólicas variam entre: 7 e 9 [gCO₂/kWh], 0,02 e 0,09 [gSO₂/kWh] 0,02 e 0,06 [gNO_x/kWh].

A potência eólica é função da velocidade do vento (V) e pode ser obtida pela equação 1, onde A é a área do rotor e η é o rendimento do processo de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. Como a velocidade dos ventos varia anualmente, a produção de energia eólica também é variável e torna-se necessário o uso desta fonte integrada a outras que a complementem.

$$P = \rho \eta A \left(\frac{V^3}{2} \right) \quad (1)$$

4. APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS

Johari et al. (2012) definiram o manejo de resíduos sólidos municipais como um dos maiores desafios atuais, particularmente em economias crescentes. Bove e Lunghi (2006, apud Barros 2013), afirmam que a digestão destes resíduos em ambiente predominantemente anaeróbio para produção de biogás gera dois problemas principais: i) Risco de combustão do metano (ou no pior dos casos uma auto-ignição) e ii) Aumento do efeito estufa, em razão da emissão de biogás fugitivo e rico metano para atmosfera. Ainda segundo os autores (op. cit.), a conversão energética do biogás por meio de uma tecnologia apropriada pode reduzir o impacto destes dois problemas e pode ser uma alternativa ao consumo de combustíveis fósseis.

A produção de biogás pode ser realizada por meio da digestão anaeróbia de resíduos sólidos urbanos (RSU) em aterros sanitários, pelo tratamento anaeróbio de efluentes líquidos, ou ainda pela construção de biodigestores para tratamento de fezes de animais, restos de culturas, ou outros resíduos orgânicos em geral.

5. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS E METODOLOGIA APLICADA

5.1. Central Hidrelétrica

O presente estudo oscila entre uma minicentral hidrelétrica e uma PCH, dependendo do potencial hidrológico a ser aproveitado no local de implantação, que está situado no estado brasileiro de Minas Gerais, no Rio Lourenço Velho. Como o objetivo deste artigo é avaliar os projetos sob diversos valores de potência, as centrais hidrelétricas serão tratadas como CHEs ao invés de nomenclaturas usuais como PCHs ou CGHs. A área de drenagem resultante ao projeto foi de 288 km². Os dados de vazão foram obtidos no portal Hidroweb®, da Agência Nacional das Águas (ANA), sendo escolhidas duas estações próximas ao ponto escolhido para a Usina. Após avaliação dos dados, foi escolhido o posto São João de Itajubá como posto base para dimensionamento da usina, devido ao fato de estar localizado à jusante do ponto de implantação e por apresentar um histórico consolidado de leituras de vazões.

De posse dos dados do posto base (dados relativos ao período de 1936 a 2002) e a partir dos dados da área de drenagem do posto e do local de estudo, obteve-se uma série de vazões para o local de implantação, por meio da transposição dos dados de vazão constantes deste histórico pela relação de áreas da PCH e do posto base (A2/A1), como demonstra a equação (2). A partir desta série de vazões, traçou-se a curva de permanência do local, por meio do cálculo da frequência acumulada a cada ano de cada uma das vazões da série (Gráfico 3).

$$Q_1 = \left(\frac{Q_2}{A_2}\right) \cdot A_1 \quad (2)$$

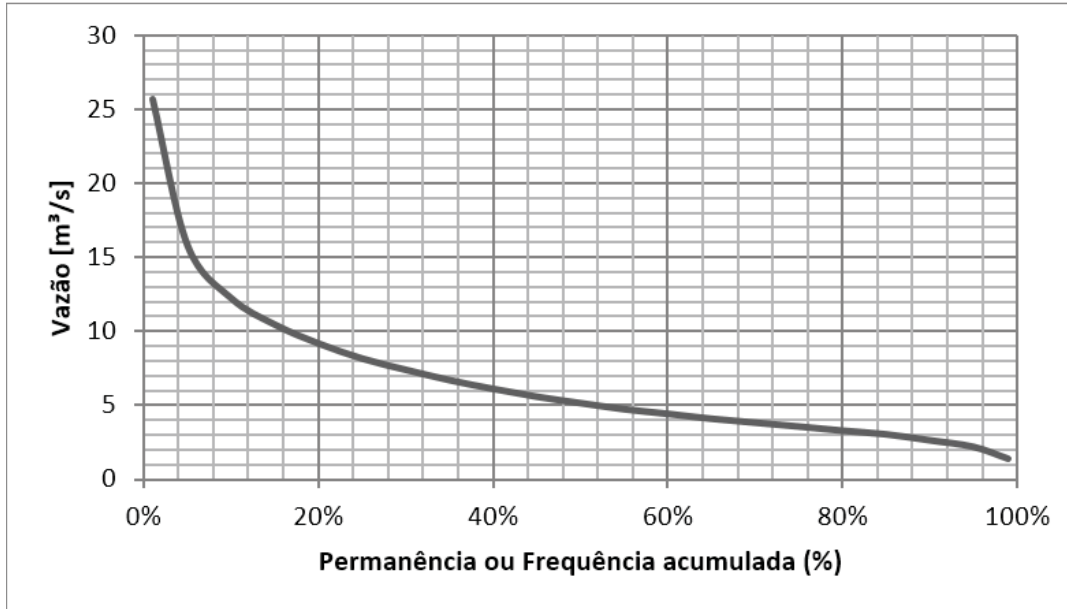


Gráfico 3 - Curva de permanência do local de implantação da hidrelétrica.

Tomando-se uma queda bruta $H_b = 30$ [m], uma perda de igual a 3% da queda ao longo de todo sistema, tarifas de venda de energia elétrica (T) variando entre 41 a 68 [US\$/MWh], a um passo de 4,5 [US\$/MWh], e potências de 500 [kW], 1, 2 e 4 [MW], foi possível calcular, pela equação 3, modificada de Souza et al. (2009), os benefícios líquidos anuais (BLA) gerados por cada uma destas potências:

$$BLA = E \cdot T \cdot C - P \cdot C_{un} \cdot F - Com \quad (3)$$

Onde: E= energia gerada [kWh/h], C= Constante para ajuste de unidades = 8760 horas de operação anuais, C_{un} = custo unitário, Com = Custo de operação e manutenção e F = Fator de recuperação de capital, este último utilizado para transformação de valores monetários concentrados em apenas um ano, em anuidades, calculado conforme equação 4.

$$F = \frac{i \cdot (i + 1)^n}{(i + 1)^n - 1} \quad (4)$$

Pela teoria de funções, pode-se observar que o ponto de máximo benefício líquido (Potência ótima), caso exista, pode ser obtido mantendo-se todas as demais variáveis constantes e igualando-se a zero a derivada da função BLA, com relação à potência, conforme

mostrado na equação 5:

$$\frac{dBLA(Potima)}{dP} = 0 \quad (5)$$

O Custo de operação e manutenção foi adotado como sendo igual a 5% do investimento inicial I (Cun.P) conforme sugerido por Eletrobrás (2000). Por sua vez, o custo unitário de implantação do empreendimento foi obtido por meio da equação 7, dada em função do Fator de aspecto FA (equação 6). Ressalta-se que o parâmetro FA é representativo do formato físico da central, e foi desenvolvido e correlacionado com o Cun (em US\$/kW) de projetos do cenário energético Brasileiro por Tiago Filho et al. (2011), conforme as equações 6 e 7 a seguir.

$$FA = 1821,43 \frac{P^{0,5}}{H^{1,25}} \quad (6)$$

$$Cun = 1654 \cdot (FA^{0,085}) \quad (7)$$

5.2. Central Eólica

Foram utilizadas no presente estudo cinco potências para uma UEL hipotética: 500 [kW], 1, 2, 3 e 4 [MW]. As tarifas foram variadas entre 41 a 68 [US\$/MWh], a um passo de 4,5 [US\$/MWh]. Os benefícios líquidos anuais foram calculados por meio do uso da equação 3, para uma vida útil adotada para o projeto eólico de 25 anos. Adotou-se um fator de capacidade igual a 0,4. Os custos de operação e manutenção foram adotados como sendo 1,5 % dos custos de implantação, conforme sugere Machado (2012).

Para determinação de um custo unitário representativo da função da potência a ser implantada, foram pesquisados vários valores de investimento de parques eólicos reais brasileiros, já em funcionamento. A tabela 1 apresenta estes resultados (utilizou-se o fator de conversão R\$ - US\$ obtido no dia da confecção da mesma: 1US\$ = 2,2 R\$)

Tabela 1 - Investimentos totais de parques eólicos no cenário brasileiro.

Parque Eólico	Investimento [10 ⁶ US\$]	Potência [kW]	Custo unitário [US\$/kW]
Parque 1	304,55	150000	2030,30
Parque 2	372,73	151900	2453,77
Parque 3	250,00	99600	2510,04
Parque 4	193,18	95000	2033,49
Parque 5	227,27	105000	2164,50
Parque 6	27,27	14400	1893,94
Parque 7	56,82	34500	1646,90
Parque 8	192,73	104000	1853,15
Parque 9	7,95	5000	1590,91
Parque 10	3,09	1800	1717,17
Parque 11	32,73	13730	2383,63
Parque 12	59,09	28000	2110,39
Parque 13	95,00	49300	1926,98

Fonte: Compilada pelos autores com base em: Ventos do Sul Energia (2013), Parque Eólico Alegria (2013), GESEL (2010), Revista Meio Ambiente Industrial (2012), Jornal da Energia (2009), Instituto Carbono Brasil (2006), Instituto Carbono Brasil (2012), Portal Brasil (2013), Petrobrás (2011), Portal Taibá (2013), JusBrasil (2009), Revista Grandes Construções (2010) e Portal de Meio Ambiente da Universidade Federal do Rio Grande de Norte (2012). Todos os parques eólicos brasileiros estão listados no Banco de informações de Geração da agência nacional de energia elétrica (BIG – ANEEL).

De posse destes dados, custo unitário foi dividido pela potência e um gráfico relacionando este novo parâmetro foi plotado: $C_{un} = C_{un}/P$, com a potência instalada das centrais. Em seguida, foi ajustada uma curva, pelo método dos mínimos quadrados com o auxílio do Microsoft® Excel®, cujo resultado obtido e que melhor se aproximou, foi uma curva de formato potencial. A equação de ajuste está apresentada na equação 8, possuindo um coeficiente de correlação satisfatório: $R^2 = 0,991$.

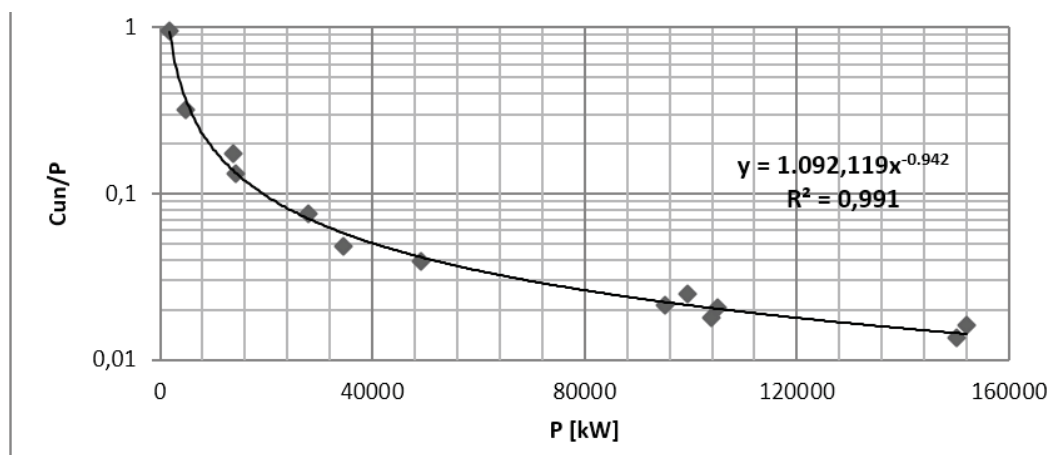


Gráfico 4: Curva para determinação do custo unitário de um parque eólico brasileiro.

5.3 Central termelétrica movida a biogás

Foram analisadas centrais termelétricas movidas pelo biogás produzido em estações de tratamento que utilizem reatores anaeróbios do tipo UASB (do inglês Upflow Anaerobic Sludge Blanket), conforme Figura 1. De acordo com Chernicaró (2005), o processo que se ocorre nestes reatores consiste basicamente de um fluxo ascendente de esgotos através de um leito denso e de elevada atividade microbiológica. O perfil de sólidos neste reator varia de muito denso e com partículas granulares de elevada capacidade de sedimentação próximas do fundo (leito de lodo) até um lodo mais disperso e leve (manta de lodo). As saídas destes reatores são o biogás, que pode ser aproveitado como gás combustível e o efluente tratado com 60-70% de eficiência de remoção de carga orgânica, aferidas por meio de Demanda Química de Oxigênio (DQO) e Demanda Bioquímica de Oxigênio (DBO).

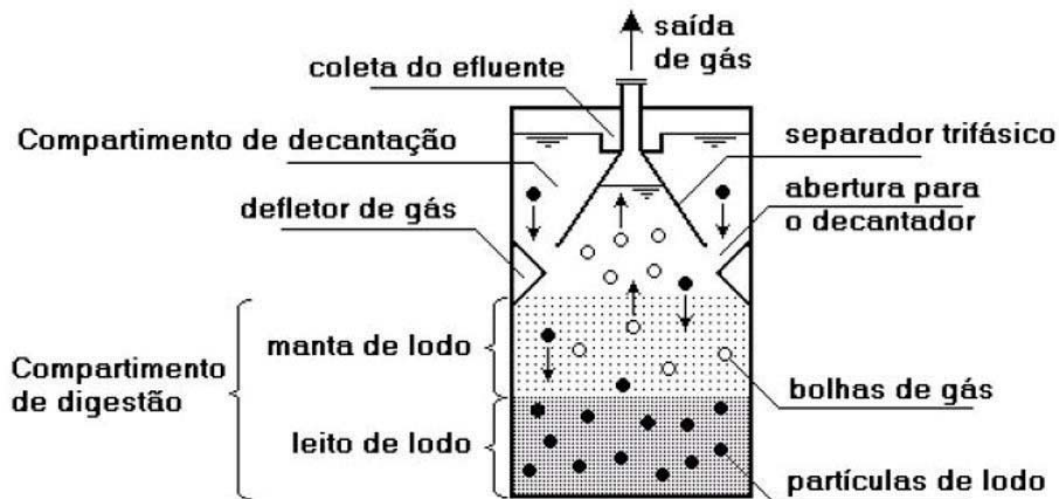


Figura 1: Esquema de um reator UASB. Fonte: Adequar (2011).

Para o dimensionamento da UTE, foi utilizado o software BIOGÁS: Geração e Uso Energético v. 1.0, desenvolvido pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB, 2006), que permite simular o investimento necessário para uma quantidade de biogás rico em metano e conseqüentemente, a quantidade de energia a ser produzida na ETE(s). Este cálculo é possível por meio de uso de dados de entrada como, número de habitantes, intervalo de tempo de geração, dentre outros dados relativos às características do esgoto e dos equipamentos necessários à conversão energética.

O referido software BIOGÁS: Geração e Uso Energético v. 1.0 (2006) utiliza a equação 8 a fim de estimar a vazão de metano produzida mensalmente:

$$Q_{CH_4} = \frac{Pb. Conc. Qt. Mt}{Ve} \quad (8)$$

Onde: Q_{CH_4} = vazão de metano por dia, Q_t = quantidade de unidades geradoras de efluente = População em habitantes, V_e = volume específico do metano ($1.5 \text{ kgCH}_4/\text{m}^3\text{CH}_4$), P_b = Produção de biogás [$\text{kgBio-gás}/\text{kgMt}$], Conc = Concentração de metano no biogás e M_t = matéria total em [$\text{kg}/\text{dia.unidade geradora}$] (respectivamente iguais a: 0.001, 60 % e 150, valores adotados conforme sugere o software Biogás, 2006).

De posse da vazão mensal de metano, foi possível, então ao utilizar o referido software, calcular a potência passível de ser gerada por esta vazão, e a energia da mesma por meio das equações 9 e 10.

$$P_{CH_4} = Q_{CH_4} \cdot PCL \cdot \eta \cdot k_1 \quad (9)$$

$$E = P \cdot 8760 \quad (10)$$

Onde: P_{CH_4} = Potência disponível anualmente, Q_{CH_4} = Vazão anual de metano, η = rendimento da tecnologia de conversão energética = 30 %, PCL = poder calorífico do metano = 35,53 ($\text{MJ.m}^3\text{CH}_4$), k_1 = fator para ajuste de unidades para conversão em kW e E = energia disponível [kWh].

Desse modo, tomando-se as potências úteis de 500 [kW], 1, 2, 3 e 4 [MW], e utilizando ainda o supracitado software BIOGÁS (CE-TESEB, 2006), foram calculados o potencial energético, a produção de gás da usina. Em seguida, foi realizado o dimensionamento da UTE por meio da escolha dos componentes, cujo preço médio dos mesmos foram sugeridos pelo software e são relativos ao ano de 2006. Para este estudo, os dados valores foram corrigidos para o ano de 2014 e convertidos para valores em dólares americanos (US\$), por meio do uso da Calculadora do Cidadão, do Banco Central do Brasil (2014), conforme demonstra a tabela 2:

Tabela 2 - Custos dos componentes de funcionamento da usina de geração

Componente	Custo atual corrigido
Grupo gerador Otto	683,7 [US\$/kW]
Queimador	6.837,2 [US\$/unidade]
Gasômetro	61,5 [US\$/m ³]
Compressor	341,9 [US\$/m ³ hr]
Transporte Gasoduto	170,9 [US\$/m]
Tratamentos para purificação do biogás	
H ₂ S – Siloxina	0,0682 [US\$/m ³]
H ₂ O – Resfriamento	0,0682 [US\$/m ³]
CO ₂	0,0682 [US\$/m ³]

Neste estudo, considerou-se um gasômetro capaz de armazenar 10% da produção anual de gás e um gasoduto de 1 [km]. O custo de operação e manutenção (O&M) anual foi adotado igual a 12% do investimento inicial, somado ao montante anual devido ao tratamento do biogás produzido:

$$I = \text{Custo}_{\text{Motor Ciclo Otto}} + \text{Custo}_{\text{Gasometro}} + \text{Custo}_{\text{Queimador}} + \text{Custo}_{\text{Compressor}} + \text{Custo}_{\text{Gasoduto}}$$

$$C_{\text{om}} = 0,12I + \text{Custo}_{\text{tratamento}} \quad (11)$$

Finalmente, aplicou-se então a equação (3), variando-se as tarifas entre 40,90 a 68,18 [US\$/MWh], a um passo de 4,54 [US\$/MWh], a fim de obter os valores de BLA para as potências analisadas. Em nenhuma das análises realizadas foram contabilizados créditos de carbono.

Foram realizadas análises de variações dos valores de benefícios líquidos anuais das CHE(s), EOLs e UTEs com relação à tarifa de venda de energia. Ao final, foi aplicado neste estudo, o conceito de elasticidade, muito utilizado na economia, visando estudar a resposta de consumidores às variações no preço de um bem ou produto.

Vasconcellos (2008) definiu a elasticidade ε (Equação 12), como sendo resposta de uma variável em face de mudanças em outras variáveis. De modo geral, esta pode ser calculada como sendo a relação entre a variação percentual de uma variável y e a variação percentual de outra variável x . Caso $\varepsilon < 1$, y é inelástica às variações de x . Caso $\varepsilon = 1$, a elasticidade entre ambas é unitária e caso $\varepsilon > 1$, a variável y é elástica com relação a x .

$$\varepsilon = \frac{\Delta y/y}{\Delta x/x} \quad (12)$$

6.RESULTADOS

6.1.Comparação entre os aspectos econômicos dos projetos:

O gráfico 5 apresenta uma comparação da variação dos investimentos necessários para a implantação em função da potência de centrais hidrelétricas (CHE), Eólicas (EOL) e termelétricas movidas a biogás em estações anaeróbias de tratamento de esgoto (UTE). Na figura 6, pode-se observar que as CHE(s) e UTE(s) apresentaram investimento superior ao da EOL em todas as potências analisadas..

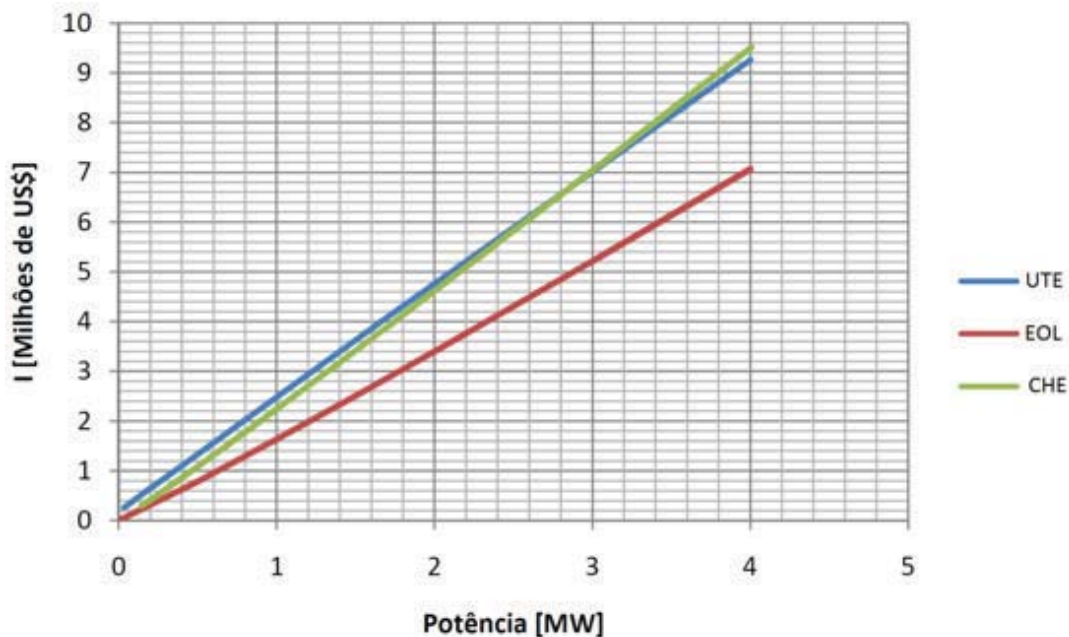


Gráfico 5: Investimento em função da potência.

Um gráfico similar ao realizado com o investimento, porém, analisando as variações de benefício líquido anual (BLA), e adotando-se uma tarifa de 65,91 [US\$/MWh], também foi plotado e está apresentado no gráfico 6.

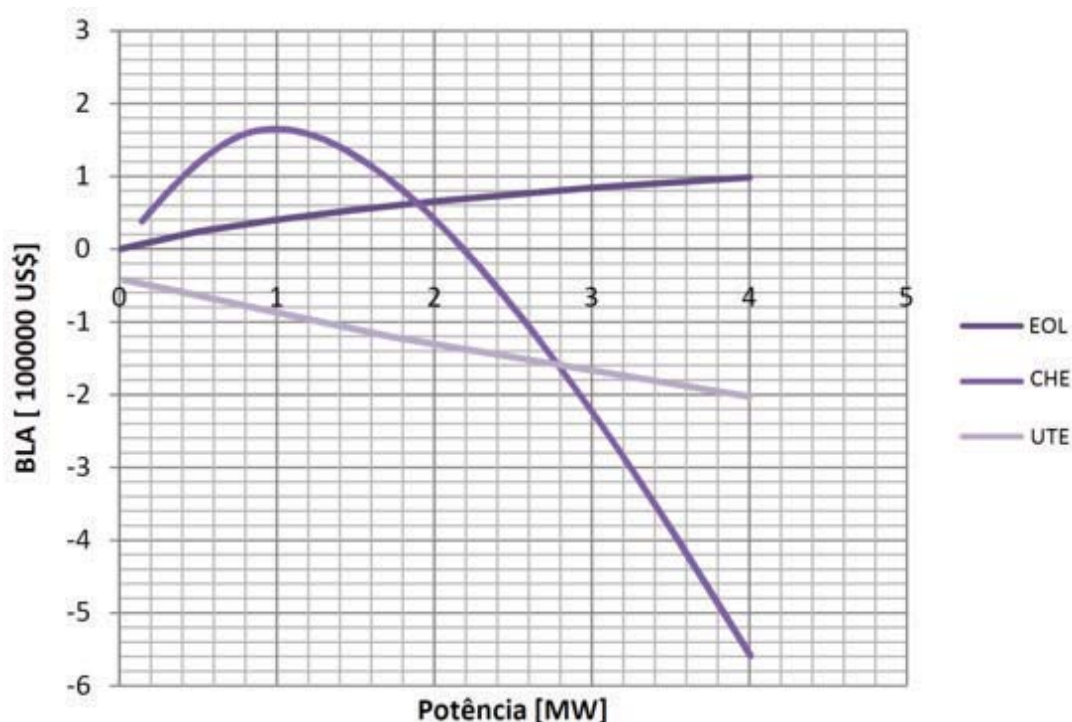


Gráfico 6: Benefícios líquidos anuais em função da potência.

A análise do gráfico 6 permite inferir que, embora as CHE(s) possuam investimento superior as demais, são mais rentáveis nos arredores de sua região de máximo benefício líquido. Já, para potências superiores a 1,8 [MW] as EOL se tornam mais atrativas. Em todo o campo analisado de potências, as UTE(s) se mostraram economicamente inviáveis ($BLA < 0$), sendo que estas só começariam a ser financeiramente atrativas, em algumas potências, para tarifas próximas a 81,81 [US\$/MWh]. Este fato que demonstra a necessidade de contabilização de receitas advindas de créditos de carbono, ou de incentivos governamentais para a viabilização deste tipo de empreendimento a tarifas menores.

6.2. Análises de sensibilidade e elasticidade

As variações dos valores de BLA de cada tipo de central, para várias potências também foi calculada e está apresentada nos gráficos 7 a 9". Pode ser verificado em tais figuras, como a sensibilidade dos benefícios às alterações de tarifa variam de acordo com a potência da central.

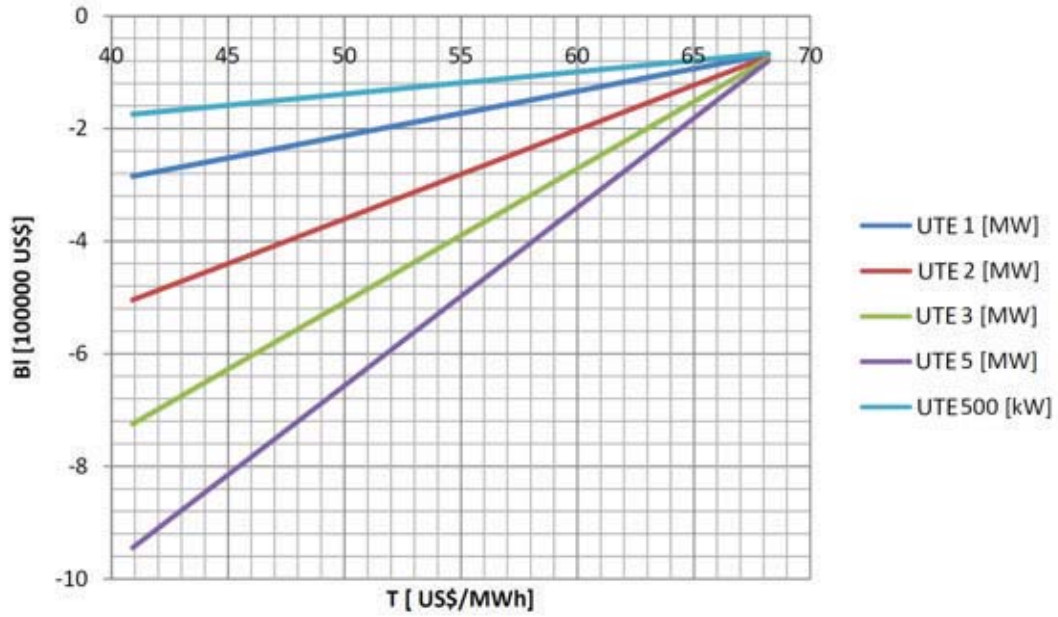


Gráfico 7: Variações dos benefícios líquidos anuais das UTE(s) com relação à tarifa de venda de energia.

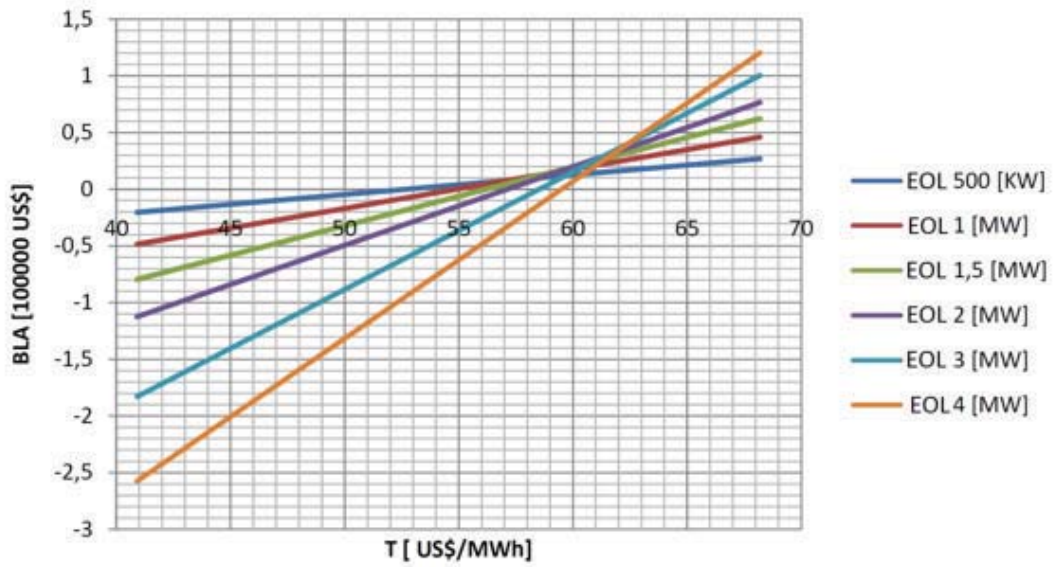


Gráfico 8: Variações dos benefícios líquidos anuais das usinas EOL(s) com relação à tarifa de venda de energia.

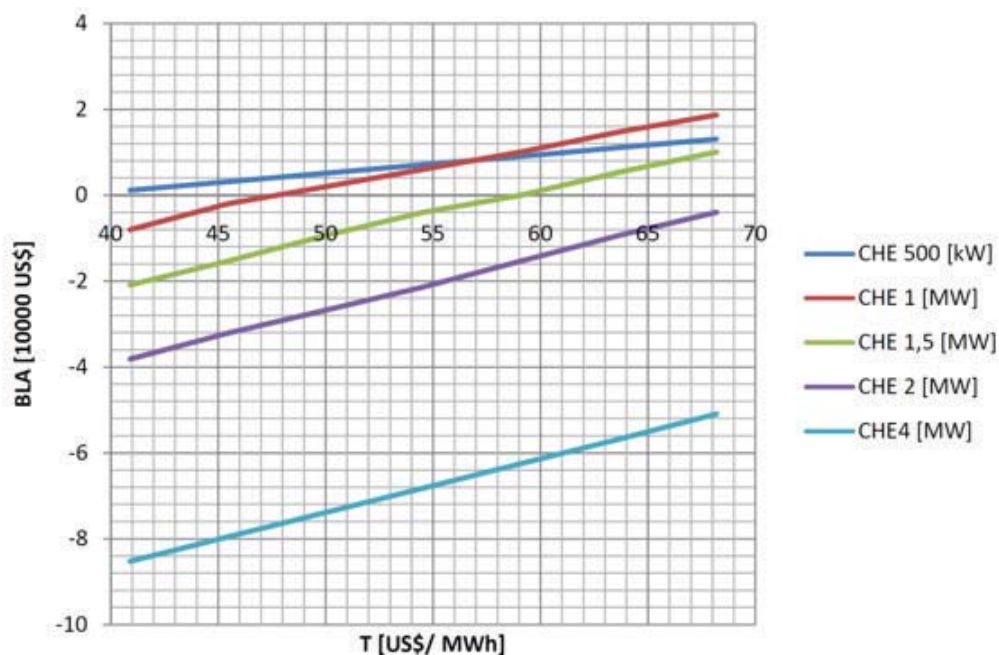


Gráfico 9: Variações dos benefícios líquidos anuais das CHE(s) com relação à tarifa de venda de energia.

Para fins de verificação de viabilidade econômica dos empreendimentos em estudo, foram inseridos os valores de tarifa média de venda de energia obtidos nos últimos leilões de energia reserva e de geração A-5 de 2015 (EBC, 2015 e ANEEL, 2015), quais sejam: (i) tarifa média de venda de energia eólica = 213 R\$/MWh; (ii) tarifa média de venda de energia hidráulica = 183,66 R\$/MWh e (iii) tarifa média de venda de energia de biomassa = 278,5. Para tanto, foi considerado a cotação de 1 US\$ = 3,9 Reais, que corresponde ao valor da cotação em dezembro de 2015. Assim, pode-se observar que a viabilidade econômica do empreendimento só seria obtida para pequenas potências da geração eólica (EOL: $P < 1$ MW) e hidráulica (CHE: $P < 1$ MW). Tal fato corroboraria para a dificuldade de viabilização das UTEs a biogás, embora estas apresentem tarifa de venda de energia superior às demais fontes.

Somente a obtenção do coeficiente angular das funções de 1º grau (ou seja, angulação das retas) dos gráficos 7, 8 e 9 não constitui em uma análise de sensibilidade do BLA à tarifa coerente, dado que não se levaria em consideração as variações percentuais, mas somente variações absolutas. Neste contexto, uma forma alternativa de se verificar qual das centrais apresentaria valores de BLA mais sensíveis à tarifa de venda de energia, foi aplicado o conceito de elasticidade. Aplicou-se então, o conceito de elasticidade ao estudo das variações dos benefícios e tarifas apresentado neste estudo. Os valores extremos tomados como limites para a variação de x foram os extremos dos valores de tarifa analisados neste artigo

($T_i = 41$ e $T_f = 68$ [US\$/MWh]), o que resultou na equação 13:

$$\varepsilon = \frac{\Delta BLA T_i}{BLA_i \Delta T} \quad (13)$$

O gráfico 10 a seguir apresenta os resultados de elasticidade para as várias potências analisadas.

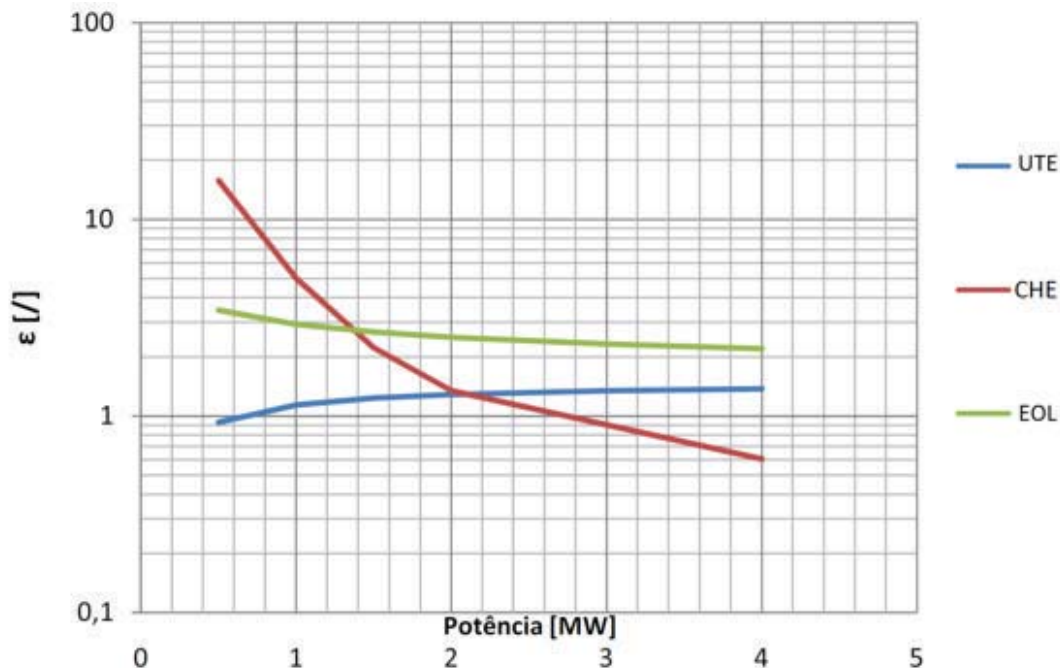


Gráfico 10: Elasticidade em função das potências.

Pela análise do gráfico 10, observa-se que as centrais eólicas e termelétricas movidas a biogás apresentaram elasticidade mais estável ao longo das várias potências analisadas. Até a potência de aproximadamente 1,4 [MW] as CHEs apresentaram o benefício mais sensível ao cenário apresentado. A partir desta potência, as centrais eólicas foram as mais elásticas.

A partir de $P = 2$ [MW], as centrais hidrelétricas tornam-se menos sensíveis dentre as centrais estudadas. Ou seja, para o presente cenário, o maior afastamento da região de máximo benefício líquido das tarifas analisadas. Tal afastamento pode ser analisado pelo intervalo entre aproximadamente 500 [kW] e 1 [MW] para as tarifas 41 68 [US\$/MWh], respectivamente. Isto implicou em menores elasticidades dos valores de BLA.

Em todas as situações, as UTE(s) apresentaram benefícios menos sensíveis às variações de tarifa comparadas às EOL(s). Em alguns casos, a exemplo das CHE(s), para potências superiores a 2,2 [MW] e nas UTE (s) para $P < 500$ [kW], os benefícios foram inelásticos às variações de tarifa. Com o auxílio do software Microsoft Excel®,

buscou-se as curvas de melhor ajuste aos pontos, pelo método dos mínimos quadrados. Tais curvas estão apresentadas na tabela 3.

Tabela 3: Equações de melhor ajuste e coeficientes de correlação entre elasticidade e potência (em MW) das várias usinas estudadas.

Tipo de central	Equação de melhor ajuste	Coefficiente de correlação R ²
CHE	$\varepsilon = 4,785 \cdot P^{-1,6}$	0,988
UTE	$\varepsilon = 0,212 \ln(P) + 1,113$	0,962
EOL	$\varepsilon = 2,942 \cdot P^{-0,21}$	0,997

7. CONCLUSÕES

No presente trabalho foram comparados vários fatores econômicos de três formas de centrais de geração de energia por meio de fontes renováveis, como investimento, benefícios líquidos anuais, análises de sensibilidade e elasticidade. Os perfis das curvas ajustadas aos pontos resultantes de simulação das variações de elasticidade foram obtidos para os cenários propostos, aproximando-se bastante de um perfil potencial para as CHE(s) e EOL(s) e de um perfil logarítmico para as UTE(s).

O conceito de elasticidade, muito utilizado nas análises econômicas, foi aplicado aos projetos das centrais, a fim de se mensurar a sensibilidade dos benefícios, e, portanto da atratividade dos empreendimentos, face às variações de tarifa de venda de energia elétrica. A aplicação deste conceito em cenários mais amplos, contendo mais variáveis de análise e mais tipos de usinas permanece como sugestão para trabalhos futuros.

As usinas que apresentam trechos em que a elasticidade, conforme aqui definida, é baixa e se mantém aproximadamente constante e, portanto, deveriam ser preferencialmente escolhidas devido ao menor risco e maior estabilidade. No entanto, nem sempre este trecho contém as potências de máximo aproveitamento econômico e financeiro (como no caso das CHE) e o fator que normalmente prevalece na escolha de um empreendimento é a sua rentabilidade. No entanto, estes conceitos de elasticidade e sensibilidade podem ser utilizados como ferramentas auxiliares para análise de investimentos e para compreensão da dinâmica do mercado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Adequar Licenciamentos Ambientais. 2011. Disponível em <<http://adequarliamb.blogspot.com.br/2011/07/estudo-de-viabilidade-tecnica-para.html>>. Acesso: 25/04/2014.

Akella, A. K. et al. Social, economical and environmental impacts of renewable energy systems. *Renewable Energy*. V. 34, pp.390-396, 2009.

Almeida, R. P., Bortoni, E. C. e Haddad, J. Levantamento de custos da geração de energia elétrica a partir de recursos renováveis no estado de Goiás. *Revista Brasileira de Energia*, Vol. 17, 2011.

ANEEL. Evolução da capacidade instalada. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/EVOLUCAO_DA_CAPACIDADE_IN_TALADA_ANEEL_MME.PDF>. Acesso dia 17/07/2014.

ANEEL. Informações gerenciais, 2012. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/informacoes_gerenciais_Mar_2012.pdf>. Acesso dia 17/07/2014.

ANEEL. Boletim de informações gerenciais – BIG (2014). Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidade-brasil.cfm>>. Acesso dia 17/07/2014.

ANEEL, 2015. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8528&id_area=>>. Acesso: 15/12/2015.

Aslan, Y. et al. A sensitivity analysis for the design of small-scale hydropower plant: Kayabogazi case study. *Renewable Energy*, V. 33, p. 789-801, Ed. Elsevier, 2008.

Barros, R. M. The treaty about solid waste: management, usage, and sustainability. Rio de Janeiro: Interciência; Minas Gerais: Acta, 2013. 376 p. ISBN 978-85-7193-295-1

Brazil's Central Bank. Citizens Calculator, 2013. Available in: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores&aba=1>>. Acesso: 08/11/2013.

BIG – ANEEL. Banco de Dados de Informação de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3>>. Acesso dia 06/11/2013.

BEN 2013 - Balanço Energético Nacional (Brasileiro) 2013. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal2013.aspx>>. Acesso dia 05/11/2013.

Bove, R. e Lunghi, P. Electric power generation from landfill gas using traditional and innovative Technologies. *Energy Conversion and Management*, vol. 47, p. 1391-1401, Ed. Elsevier, 2006.

Chernicaró, C.A. L. *Princípios do Tratamento Biológico de Águas Residuárias – Reatores Anaeróbios*, Belo Horizonte: Editora da UFMG, 2005.

Dmitriev, O. P. Global Energy Consumption Rates: Where is the Limit? *Sustainable Energy*. Vol. 1, p. 1-6, 2013. Disponível em <<http://www.sciencedirect.com/journal/RSE>>. Acesso dia 06/11/2013.

EBC. Empresa Brasil de comunicação. Notas informativas. Disponível em <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-11/leilao-de-energia-de-fontes-solar-e-eolica-terminou-com-desagio-de-1535>>. Acesso: 15/15/2015.

Eletrobrás. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. “Diretrizes para Estudos e Projetos de PCH”, Ed. Eletrobrás, RJ, 2000

Jenssen, L. et al. Economic Risk and Sensitivity Analysis for Small-Scale Hydropower Projects. IEA Technical Report. IEA Hydropower Agreement, 2000. Disponível em <<http://www.small-hydro.com/Public-Files/Economic-Risk-and-Sensitivity-Analysis.aspx>>. Acesso dia 11/02/2014.

Filgueiras, A. e Silva, T. M. V. Wind energy in Brazil—present and future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V.7, p. 439-451, Ed. Elsevier, 2003.

GESEL. Grupo de Estudo de Setor de Energia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010. Disponível em <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/blogs/gesel-ufrj/index.php?/archives/14121-Parque-eolico-Volta-do-Rio-entra-em-operacao-no-Ceara.html>>. Acesso dia 06/11/2013.

Hongze, L. et al. Analysis of sensitivity of the environmental value of Wind Power. *Energy Procedia*, IACEED. p. 2576–2580, Ed. Elsevier, 2011.

IEA. International Energy Agency. *Benign energy? The environmental implications of renewables*. Paris: OECD; 1998

Instituto Carbono Brasil, 2006. Disponível em <<http://www.institutocarbonobrasil.org.br/noticias3/noticia=121017>>. Acesso dia 06/11/2013.

Instituto Carbono Brasil, 2012. Disponível em <<http://www.institutocarbonobrasil.org.br/noticias3/noticia=729582>>. Acesso dia 06/11/2013.

Johari, A. et al. Economic and environmental benefits of landfill gas from municipal solid waste in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V.16, p. 2907-2912, Ed. Elsevier, 2012.

Jornal da Energia, 2009. Disponível em <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=1464&id_tipo=3&id_secao=9&id_pai=2>. Acesso dia 06/11/2013.

JusBrasil, 2009. Disponível em <<http://governo-ce.jusbrasil.com.br/noticias/182225/ceara-implanta-mais-dois-parques-eolicos-e-atinge-a-producao-de-56-33-mw>>. Acesso dia 06/11/2013.

Kaldellis, J.K. et al. Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis. Energy Policy, V.33, p.1969–85. Elsevier, 2005.

Machado, I. M. Análise de viabilidade econômico-financeira de uma usina eólico-elétrica de 30MW. Monografia para obtenção do título de engenheiro (a) de produção e sistemas. Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, Brasil, 2012.

Moriarty, P. e Honnery, D. What is the global potential for renewable energy? Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 16, p. 244-252, Ed. Elsevier, 2012.

Parque Eólico Alegria, 2013. Site Oficial. Disponível em <<http://www.parqueeolicoalegria.com.br/parque>>. Acesso dia 06/11/2013.

Petrobrás, 2011. Disponível em <<http://fatosedados.blogspot.com.br/2011/11/02/primeiro-parque-eolico-da-petrobras-entra-em-operacao-comercial/>>. Acesso dia 06/11/2013.

Portal Brasil. Economia e Emprego, 2013. Disponível em <<http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2013/01/dilma-inaugura-parque-eolico-barra-dos-coqueiro-em-sergipe>>. Acesso dia 06/11/2013.

Portal Taibá, TravelGuide. Disponível em <http://www.portaltaiba.com.br/parque_eolico_da_taiba.html>. Acesso dia 06/11/2013.

Portal de Meio Ambiente da Universidade Federal do Rio Grande de Norte (UFRN). Disponível em <<http://www.meioambiente.ufrn.br/index.php/lugares-e-projetos-visitados-expedicoes/2011-1-icmbio-2/>>. Acesso dia 06/11/2013.

Portal PCH, 2015. Disponível em <<http://www.portaluhe.com.br/noticias-e-opniao/4673-21-01-2015-planalto-sanciona-lei-que-altera-legislacao-para-pchs.html>>. Acesso dia 15/12/2015.

Revista Grandes Construções, 2010. Parque Eólico de Gargaú. Disponível em <http://www.grandesconstrucoes.com.br/br/index.php?option=com_contenido&task=viewMateria&id=189>. Acesso dia 06/11/2013.

Revista Meio Ambiente Industrial, 2012. Disponível em <<http://rmai.com.br/v4/Read/1378/desenvix-inaugura-parque-eolico-em-brotas-de-macaubas-ba.aspx>>. Acesso dia 06/11/2013.

Souza, Z. et al. Centrais Hidrelétricas: Implantação e Comissionamento. Rio de Janeiro (RJ), Ed. Interciência, 2ª ed., 2009.

Tiago Filho, G., L. “Viabilidade econômico financeiro do desenvolvimento de projetos de PCHs” -VII Conferência de Centrais Hidrelétricas, Centro de Convenções do Novotel Center Norte, São Paulo – SP, 03 e 04 de Agosto de 2011.

United States Environmental Protection Agency, USEPA. Disponível em <<http://www.epa.gov/statelocalclimate/state/topics/renewable.html>>. Acesso dia 05/11/2013.

Vasconcellos, M. A. S. Economia: Micro e Macro. 4º Ed. Editora Atlas S.A, São Paulo, pp. 441, 2008.

Ventos do Sul Energia, 2013. Disponível em: <<http://www.ventosdosulenergia.com.br/highres.php>>. Acesso dia 06/11/2013

