

revista brasileira de  
**ENERGIA**

Energias Renováveis



Sociedade Brasileira de  
Planejamento Energético

Volume 26, Nº 3, 3º Trimestre de 2020

**Diagramação**

Kelly Fernanda dos Reis

**Revisão**

Célio Bermann, Arnaldo César da Silva Walter e  
Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia  
Vol. 26 - nº 3**

Itajubá, 2020 - SBPE

Editor: Célio Bermann  
85 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

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

revista brasileira de  
**ENERGIA**

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**

Célio Bermann

**Comitê Editorial**

Annemarlen Gehrke Castagna

Edmilson Moutinho dos Santos

Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Edson da Costa Bortoni

Eduardo Mirko V. Turdera

Elizabeth Cartaxo

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

Luiz Augusto Horta Nogueira

Mauro Donizeti Berni

Sergio Valdir Bajay

Virginia Parente

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

### **Diretoria da SBPE**

Presidente: Ivo Leandro Dorileo

Vice-Presidente: Edson da Costa Bortoni

Diretora de Eventos: Annemarlen Gehrke Castagna

Diretor de Publicações: Célio Bermann

Diretor Administrativo: Mauro Donizeti Berni

### **Conselho Fiscal**

Edmilson Moutinho dos Santos

Jamil Haddad

Sérgio Valdir Bajay

### **Conselho Consultivo**

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Sergio Valdir Bajay

### **Secretaria Executiva da SBPE**

Kelly Fernanda dos Reis e Lúcia Garrido Rios

Endereço: Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: [exec@sbpe.org.br](mailto:exec@sbpe.org.br)

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

**[www.sbpe.org.br](http://www.sbpe.org.br)**

## EDITORIAL

O terceiro número no ano de 2020 da Revista Brasileira de Energia traz seis artigos que foram selecionados dentre os 22 melhores trabalhos apresentados durante o XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, ocorrido na forma digital nos dias 09 a 11 de setembro de 2020. Estes seis artigos foram elaborados tendo as Energias Renováveis como tema.

O primeiro artigo “Avaliação econômica de projeto de investimento em usina termelétrica a partir de coco da baía: uma abordagem pela teoria das opções reais”, cujos autores são Luís Oscar Silva Martins, da Universidade Federal do Recôncavo da Bahia; Marcelo Santana Silva, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia; Fábio Matos Fernandes, da Universidade Estadual da Bahia; e Roberto Antônio Fortuna Carneiro, Ednildo Andrade Torres e Francisco Gaudêncio Mendonça Freires, da Universidade Federal da Bahia, realizam uma avaliação econômica e financeira de um empreendimento de uma usina de geração de energia elétrica a partir de casca de coco da baía, utilizando estratégias com e sem flexibilidades financeiras. Para esta última foi utilizada a metodologia do fluxo de caixa livre, enquanto que para a primeira foi adotada a metodologia das opções reais, incorporando incertezas inerentes ao mercado.

Por sua vez, o artigo “Brasil e o Biodiesel - Cenário, Análises e Projeções”, de autoria de Adriana Fiorotti Campos e Simone da Costa Fernandes, da Universidade Federal do Espírito Santo, e Víctor Hugo Alves de Souza, da Universidade Paulista, realiza um levantamento bibliométrico da produção científica e acadêmica como foco no Programa Nacional de Produção de Biodiesel no nosso país.

O terceiro artigo “Potencial da implementação de energia geotérmica de baixa entalpia na Colômbia: caso de estudo”, elaborado por Juan José Gómez Malagón, Margarita Rosa Flórez Morón e Erik Giovany Montes Paez, da Universidade Industrial de Santander, e Camilo Andrés Guerrero Martín, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, avalia a exploração e produção de sistemas de energia geotérmica de baixa entalpia na Colômbia, tendo em conta as condições geológicas e os aspectos técnicos que o território apresenta naquele país.

No quarto artigo, “Renovabio, uma análise sobre o programa e sua influência no desenvolvimento do mercado do biometano”, as autoras Maxiane Cardoso e Hirdan Katarina de Medeiros Costa, da Universidade de São Paulo, analisam o desenvolvimento da produção do biometano após o advento do Renovabio, programa concebido pela necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e considerando os compromissos assumidos pelo Brasil na assinatura

do Acordo de Paris em 2016.

As políticas com a finalidade de desenvolver a cadeia produtiva local da geração eólica são avaliadas por Welinton Conte Ferreira, da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, em seu artigo “Uma análise da Política de Conteúdo Local do BNDES para o setor de energia eólica à luz dos argumentos presentes na literatura econômica”.

Por fim, o sexto artigo “Variações na frequência de ventos extremos e seu impacto no setor de energia”, cujos autores são Francisco José Lopes de Lima, André Rodrigues Gonçalves, Rodrigo Santos Costa e Enio Bueno Pereira, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, e Fernando Ramos Martins, da Universidade Federal do Estado de São Paulo, quantifica a frequência de extremos de rajadas de vento utilizando modelos climáticos ajustados com dados medidos em superfície para o período de 1961 a 2005 e, através de projeções futuras, identifica alterações na frequência dos ventos extremos até o ano de 2070.

Boa leitura!

**Célio Bermann**

Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

# SUMÁRIO

**AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETO DE INVESTIMENTO EM USINA TERMELÉTRICA A PARTIR DE COCO DA BAÍA: UMA ABORDAGEM PELA TEORIA DAS OPÇÕES REAIS.....08**

Luís Oscar Silva Martins, Marcelo Santana Silva, Fábio Matos Fernandes, Roberto Antônio Fortuna Carneiro, Ednildo Andrade Torres, Francisco Gaudêncio Mendonça Freires

**BRASILE O BIODIESEL – CENÁRIO, ANÁLISES E PROJEÇÕES.....23**

Adriana Fiorotti Campos, Victor Hugo Alves de Souza, Simone da Costa Fernandes

**POTENCIAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA DE BAJA ENTALPÍA EN COLOMBIA: UN CASO DE ESTUDIO.....35**

Juan José Gómez Malagón, Margarita Rosa Flórez Morón, Erik Giovany Montes Paez, Camilo Andrés Guerrero Martín

**RENOVABIO, UMA ANÁLISE SOBRE O PROGRAMA E SUA INFLUÊNCIA NO DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DO BIOMETANO.....47**

Maxiane Cardoso, Hirdan Katarina de Medeiros Costa

**UMA ANÁLISE DA POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL DO BNDES PARA O SETOR DE ENERGIA EÓLICA À LUZ DOS ARGUMENTOS PRESENTES NA LITERATURA ECONÔMICA.....59**

Welinton Conte Ferreira

**VARIAÇÕES NA FREQUÊNCIA DE VENTOS EXTREMOS E SEU IMPACTO NO SETOR DE ENERGIA.....71**

Francisco José Lopes de Lima, André Rodrigues Gonçalves, Rodrigo Santos Costa, Fernando Ramos Martins, Enio Bueno Pereira

## **AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETO DE INVESTIMENTO EM USINA TERMELÉTRICA A PARTIR DE COCO DA BAÍA: UMA ABORDAGEM PELA TEORIA DAS OPÇÕES REAIS**

Luís Oscar Silva Martins<sup>1</sup>

Marcelo Santana Silva<sup>2</sup>

Fábio Matos Fernandes<sup>3 4</sup>

Roberto Antônio Fortuna Carneiro<sup>4</sup>

Ednildo Andrade Torres<sup>4</sup>

Francisco Gaudêncio Mendonça Freires<sup>4</sup>

<sup>1</sup>*Universidade Federal do Recôncavo da Bahia*

<sup>2</sup>*Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia*

<sup>3</sup>*Universidade Estadual da Bahia*

<sup>4</sup>*Universidade Federal da Bahia*

DOI: 10.47168/rbe.v26i3.570

Recebido em: 10.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

### **RESUMO**

A geração de energia é um fator estratégico para promoção do crescimento e desenvolvimento econômico. Dentre as fontes de biomassa disponíveis no Brasil, destaca-se a casca de coco da baía. O coqueiro é uma planta de grande importância socioeconômica para o país. Além de produzir alimentos, a cadeia produtiva dessa cultura gera ampla quantidade de resíduos, entre eles a casca, que se descartada de modo incorreto contribui para disseminação de doenças, procriação de animais peçonhentos e poluição do meio ambiente. Diante do exposto, este estudo teve como objetivo realizar a avaliação econômica e financeira de um empreendimento de uma usina de geração de energia elétrica a partir de casca de coco da baía, utilizando estratégias com e sem flexibilidades financeiras. Para a estratégia sem flexibilidade foi utilizada a metodologia do Fluxo de Caixa Livre. Já para as estratégias flexíveis e com presença de incerteza, foi adotada a metodologia das Opções Reais, incorporando incertezas inerentes ao mercado, com opção inclusive de comercializar parte de sua produção na forma de briquetes. Os resultados demonstraram que a estratégia mais viável foi a de comercialização da eletricidade no mercado através de um modelo híbrido 75/25, sendo 25% no mercado de curto prazo. Todavia a opção da comercialização da eletricidade no curto prazo ou através de briquetes se mostraram também como uma estratégia interessante de investimento.

Palavras-chave: Avaliação econômica e financeira, Biomassa, Eletricidade, Coco da baía, Opções reais.

## ABSTRACT

Power generation is a strategic issue for promoting economic growth and development. Among the biomass sources available in Brazil, the shell of coconut bay stands out. The coconut tree is a plant of great socioeconomic importance for the country. In addition to producing food, the production chain of this crop generates a large amount of waste, including the bark, which if discarded incorrectly contributes to the spread of diseases, the breeding of venomous animals, and environmental pollution. In view of the above, this study aimed to carry out the economic and financial evaluation of a power plant based on coconut shell, using strategies with and without financial flexibilities. For the strategy without flexibility, the Free Cash Flow methodology was used. For flexible strategies with presence of uncertainty, the Real Options methodology was adopted, incorporating uncertainties inherent to the market, including the option of selling part of its production in the form of briquettes. The results showed that the most viable strategy was to commercialize electricity through a 75/25 hybrid model, being 25% in the short-term market. However, the option of commercializing electricity in the short term or through briquettes also proved to be an interesting investment strategy.

Keywords: Economic and Financial Assessment, Biomass, Electricity, Coconut Bay, Real Options

## 1. INTRODUÇÃO

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2018) demonstra que as necessidades energéticas globais crescerão 30% até 2040, especialmente devido a três fatores: a) crescimento do Produto Interno Mundial (PIB) em 125% (média de 3,4% ao ano); b) aumento da população dos atuais 7,4 bilhões para 9 bilhões de habitantes; c) expansão acelerada do processo de urbanização.

No que tange à energia elétrica, esses fatores tendem a aumentar a demanda mundial em 60% (IEA, 2018). Essa situação torna-se mais complexa uma vez que, nesse período (2018-2040), apesar das estimativas confirmarem que o peso das fontes não renováveis irá diminuir na matriz energética mundial, o carvão ainda crescerá 400 GW, o gás natural ampliará sua participação em 45%, e a utilização do petróleo, puxada pela indústria petroquímica e o setor de transportes ainda será uma realidade. Devido a esse cenário, as emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) relacionadas ao setor energético poderão

dobrar até 2040 (REN21, 2019).

O Brasil, que, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN), publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018), possui uma das matrizes energéticas mais limpas do planeta, com 40,5% da produção de energia primária proveniente de fontes renováveis, instituiu a partir de 2004 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFRA), com o objetivo de ampliar a participação de projetos de geração de energia elétrica produzida por empreendimentos que utilizem fontes eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH).

Dentre as fontes de biomassa disponíveis no Brasil, destaca-se a casca de coco da baía. O coqueiro é uma planta de grande importância socioeconômica para o país. Além de servir como alimento, sua cadeia produtiva gera ampla quantidade de resíduos, entre eles a casca, que se descartada de modo incorreto contribui para disseminação de doenças, procriação de animais peçonhentos e poluição do meio ambiente (MARCELINO; DE MELO; TORRES, 2017). O Atlas de Bioenergia do Brasil (2012) estimou que o peso médio de cada fruto seria de 500 gramas, sendo que a casca representaria 57%. A Região Nordeste do Brasil, especialmente o estado da Bahia, se destaca na produção da cultura. Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2018), o estado produziu 344.782 toneladas do fruto, produção que, segundo Martins et al. (2019), tem potencial de geração de 7,15 MW.

Dessa forma, o objetivo geral dessa pesquisa foi analisar a viabilidade econômica de uma usina termelétrica à casca de coco da baía em condições de incerteza do preço da energia, considerando, ainda, que ela tenha flexibilidade de comercializar energia elétrica integral ou parcialmente nos mercados de longo e curto prazo. O modelo considerou também a possibilidade da usina produzir briquetes, dando condições do empreendimento comercializar eletricidade no mercado de curto prazo, ou vender o produto (briquetes).

Para isso, a metodologia adotada foi a teoria das opções reais, que é cada vez mais utilizada em estudos que ambicionam estimar a viabilidade econômica de projetos em condições de volatilidade, quando os métodos tradicionais de análise de investimentos, como por exemplo, o Fluxo de Caixa Descontado (FCD), possuem limitações (DALBEM; BRANDÃO; GOMES, 2014).

Este trabalho está organizado da seguinte forma: após a introdução, foi analisado o uso da biomassa para geração de energia elétrica e, em particular, as características da casca do coco. Em seguida, na seção três foi apresentada a modelagem utilizada para simulação do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), que indica o preço de entrega da energia no curto prazo. Na seção quatro foram expostos os cenários de operação da usina, na seção cinco os resulta-

dos fora discutidos, e, por fim a seção seis, apresenta as considerações finais do trabalho, limitações da pesquisa e sugestão de projetos futuros.

## **2. USO DA BIOMASSA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

A biomassa é toda matéria biológica derivada de organismos vivos ou recentemente vivos. Do ponto de vista energético, a biomassa é toda a matéria orgânica de origem animal ou vegetal (principalmente) que pode ser utilizada na produção de energia (MAPELLI; MUNGWE, 2013; FONTOURA; BRANDÃO; GOMES, 2015; SILVA et al., 2015). Esta matéria é produzida por animais ou vegetais que caracterizam a fonte da biomassa, tais como as florestas (madeira), cana-de-açúcar, dentre outras.

A pouco mais de 100 anos a biomassa começou a perder seu protagonismo como principal fonte mundial de energia. Primeiramente para o carvão no final do século XIX, e posteriormente para o petróleo no início do século XX. No entanto, nos dias atuais, em maior ou menor intensidade parte significativa dos países estão investindo e promovendo ações para que as energias alternativas, em especial a biomassa, tenham participação significativa em suas matrizes energéticas (LUDERER et al., 2014; DAIOGLOU et al., 2017, 2019).

No Brasil, o setor de bioenergia possui grande relevância, gerando mais de 783 mil empregos diretos e indiretos (REN21, 2019), a maioria deles relacionada à produção de etanol e biodiesel. Em relação à bioeletricidade, atualmente existem no Brasil 566 usinas termelétricas a biomassa em operação, somando uma capacidade instalada de 14.782 MW, o que representa 8,6% da potência elétrica instalada no país (ANEEL, 2020).

As geradoras de eletricidade a partir da biomassa em sua grande maioria são usinas termelétricas agroindustriais, utilizando bagaço de cana-de-açúcar como combustível (407 usinas, totalizando 11.347 GW instalados). Destaque também pode ser dado para a utilização de florestas energéticas e especialmente o aproveitamento de resíduos florestais (58 usinas, 434 MW instalados) e do licor negro (subproduto da indústria de celulose, com 18 geradoras, somando 2.543 MW) (ANEEL, 2020).

Ainda com algum destaque, pode-se citar o aproveitamento energético do biogás de aterros sanitários (21 usinas, com 138 MW instalados), o uso de casca de arroz (13 usinas, com 53 MW instalados) e a queima de capim elefante (duas usinas em operação, somando 32 MW instalados). O uso de outros resíduos agroindustriais, tais como casca de coco da baía, não possui registro na ANEEL, mas pode

ser interessante localmente, especialmente para a autoprodução de eletricidade.

## 2.1 Coco da baía

O Brasil não possui empreendimentos voltados à geração de eletricidade a partir de casca de coco da baía. De acordo com diversos estudos (DASAPPA et al., 2003; SIVAKUMAR; NATARAJAN, 2007; CARMO, 2013; SUZUKI et al., 2017), a explicação para que não haja investimentos em projetos de geração de eletricidade a partir da casca do coco é sua umidade, que varia entre 80% e 85%. Em uma termoeleétrica, nos moldes das usinas que utilizam o bagaço de cana ou capim elefante como combustível, é aceitável nível de umidade entre 40% e 50% (EMBRAPA, 2016).

Apesar dessa constatação, o Poder Calorífico Inferior (PCI) da casca de coco está acima de 3.400 kcal/kg (CARMO, 2013; MONIR et al., 2018), o que é atrativo para a geração de energia elétrica.

A pesquisa de Produção Agrícola Municipal (PAM), do IBGE (2018), informa a quantidade em milhares de frutos, sendo portanto necessário estabelecer um peso médio para cada fruto. O valor estabelecido foi selecionado conforme Atlas de Bioenergia do Brasil (2012), igual a 0,5 kg. No entanto, é necessário considerar apenas a casca do fruto como resíduo agrícola aproveitável para geração de bioeletricidade. De acordo com Marcelino, Melo e Torres (2017), a casca representa em média 57% do fruto. O PCI considerado foi de 3.413,10 kcal/kg (MONIR et al., 2018). Assim, o cálculo foi feito segundo a Equação 2.1, a seguir. Os parâmetros de eficiência, utilização e conversão foram os obtidos do Atlas de Bioenergia do Brasil de 2012 (COELHO; MONTEIRO; KARNIOL, 2012) e de Coelho et al. (2017), ou seja, 15% de eficiência.

$$MW/\text{ano} = \frac{\{[(\text{mil frutos} * 500\text{g}) / (1000) * 0,57] * (\text{PCIkcal} / \text{kg} * 0,15)\}}{860 * 8.322} \quad (1)$$

## 3. MODELAGEM DO PREÇO DA ENERGIA

O preço de curto prazo da energia elétrica no Brasil é definido pelo Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), determinado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Para processo de análise, adotou-se o pressuposto que o PLD fosse uma variável estocástica, visto que seu valor futuro é parcialmente

aleatório (BARROS; DE MELLO; SOUZA, 2009; OLIVEIRA et al., 2010).

Na literatura é comum a modelagem do preço da eletricidade no mercado de curto prazo por meio de um processo de reversão à média. Pesaran (2007) apresenta o teste da raiz unitária de Dickey-Fuller, para reforçar essa escolha. O referido teste consiste em realizar uma regressão por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) e aplicar o teste Dickey-Fuller como forma de verificar a hipótese nula, que indicaria que a série possui ao menos uma raiz unitária ( $b=1$ ) e segue tendência aleatória. Dessa forma, a modelagem do preço da eletricidade foi realizada conforme descrita na Equação 2, a seguir:

$$\ln(S_t) - \ln(S_{t-1}) = \alpha + (\beta - 1) \ln(S_{t-1}) + \varepsilon_t \quad (2)$$

Sendo:

$\ln(S_t)$  o preço da energia elétrica a preços constantes de março de 2020;

$\ln(S_{t-1})$  o preço com defasagem de um período;

$\alpha$  uma constante temporal;

$\varepsilon_t$  uma perturbação aleatória.

A Tabela 1 mostra os resultados da regressão da série da PLD a partir da regressão descrita pela Equação 2 para o período de janeiro de 2000 a fevereiro de 2020, a valores constante desse último mês, para preços obtidos no banco de dados do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA, 2020).

Tabela 1 – Resultados da regressão da série da PLD

Parâmetro	Valor
$\alpha$	0.7333
$(\beta-1)$	-0.0733
$\beta$	0.8804
Estatística t ( $\beta-1$ )	-3.999
P-Valor	0.000
Erro Padrão	0.1833
Valor crítico teste t (5%)	-2.29

O coeficiente ( $\beta-1$ ) obtido na regressão foi -0,0733 e a estatística t, -3.999. Wooldridge (2012) indica que o valor crítico definido ao nível de 5% para um número de observações infinitas é igual a -3,12. Como  $-3.999 < -3,12$ , a hipótese nula não pode ser aceita. Logo, existem indícios de um movimento autorregressivo. Isso mostra que a escolha de um movimento de reversão à média para modelagem e definição do PLD é coerente com a série histórica de preços da eletricidade da CCEE obtida no banco de dados do IPEA.

#### **4. APLICAÇÃO DO MODELO ÀS ESTRATÉGIAS DE INVESTIMENTO**

Para aplicação das estratégias de investimentos foi considerada a implantação de uma usina com capacidade de produção de 10 MW sob a perspectiva de três estratégias de investimento para comercialização da energia gerada. No cenário base, a usina comercializaria toda sua produção através de um contrato de longo prazo, com duração de 20 anos e tarifa pré-definida. Dessa maneira, o fluxo de caixa é conhecido e não haveria situação de incerteza.

O segundo cenário considera uma estratégia híbrida de negociação, em que parte da capacidade instalada (7,5 MW) é vendida através de contratos de longo prazo e o restante é comercializado no curto prazo, estando suscetível aos riscos e incertezas inerentes a esse tipo de negociação.

A terceira estratégia é similar à anterior, no entanto existe também a opção de empregar a biomassa que alimentaria os 2,5 MW de capacidade instalada na produção de briquetes, sua comercialização. Para esta estratégia seria necessária a instalação de uma unidade de briquetagem, o que aumentariam os custos iniciais do investimento, porém mitigaria o risco de comercialização da energia no curto prazo, pois a usina poderia continuar produzindo energia elétrica e transformar a biomassa disponível em um produto de valor agregado considerável para venda no mercado.

##### **4.1 Estratégia 1: Comercialização de energia elétrica através de contrato de longo prazo (estratégia base)**

O cálculo da receita líquida de longo prazo no cenário 1 é dado pela seguinte equação:

$$RL_{lp} = V_{lp}(P - TST - CV_e - l_e \times P) \quad (3)$$

Sendo:

$V_{lp}$  a energia elétrica produzida e negociada nos contratos de longo prazo;

$P$  o preço da eletricidade;

$TST$  as tarifas de transmissão;

$CV_e$  o custo variável da energia elétrica;

$I_e$  os impostos incidentes sobre a comercialização de eletricidade.

Dessa forma, os fluxos de caixa serão calculados conforme Equação 4:

$$FC_{est,1} = LAJIR(t) \times (1 - \text{Impostos}) + \text{Depreciação}(t) - \Delta CAGIRO \quad (4)$$

$FC_{est,1}$  o fluxo de caixa da estratégia 1;

$LAJIR$  o lucro antes dos juros e imposto de renda;

$\Delta CAGIRO$  a variação do capital de giro operacional

#### **4.2 Estratégia 2: Modelo híbrido – comercialização de 7,5 MW no longo prazo e 2,5 MW no mercado de curto prazo**

Nessa estratégia, de antemão já considerada mais arriscada, pois 25% da eletricidade gerada seria comercializada no mercado de curto prazo, em que há incertezas, para o cálculo da receita foi necessário simular os valores da PLD para os próximos 20 anos (tempo de vida associado ao projeto). Dessa forma, a receita líquida foi estimada conforme Equação 5:

$$RL_{spot} = V_{spot} \times [(P_{spot} + \text{Ágio})(1 - I_e) - TST - CV_e] \quad (5)$$

Sendo:

$V_{spot}$  a eletricidade negociada no curto prazo;

$P_{spot}$  o preço estimado da eletricidade no mercado de curto prazo, em 20 anos;

$\text{Ágio}$  o ágio pago pelo mercado de energia em contratos de curto prazo.

O cálculo do fluxo de caixa é semelhante ao estimado pela estratégia 1.

### 4.3 Estratégia 3: Modelo híbrido – comercialização de 7,5 MW no longo prazo e 2,5 MW no mercado de curto prazo, ou briquetes

Nessa estratégia tem-se a opção de comercializar parte da eletricidade ou fabricar briquetes. A criação dessa opção se dará por meio da instalação de uma unidade de briquetagem na usina termelétrica. A receita da venda de briquetes pode ser estimada através da Equação 6.

$$RL_{briq} = V_{briq} \times (P_{briq} - CT_{briq} - I_{briq} \times P_{briq}) \quad (6)$$

Sendo:

$V_{briq}$  o volume semanal de briquetes vendidos;

$P_{briq}$  o preço da tonelada de briquetes;

$CT_{briq}$  os custos totais;

$I_{briq}$  os impostos incidentes na comercialização de briquetes.

Importante ressaltar que as PLDs são calculadas semanalmente pela CCEE e, assim, a alternância entre vender eletricidade no mercado de curto prazo ou briquetes pode ser modelada como uma sequência de opções europeias, visto que, na prática, caso seja escolhida a opção de venda de eletricidade no curto prazo, num determinado momento os preços terão de ser aqueles fornecidos pela CCEE, ou seja, pré-estabelecidos. Assim, a otimização do processo pode ser realizada por meio de pesquisa operacional, segundo a Equação 7:

$$RL_{(sem.)} = \max(RL_{spot(sem.)} \cdot RL_{briq(sem.)}) \quad (7)$$

Sendo:

$RL_{(sem.)}$  a receita líquida numa determinada semana;

$RL_{spot(sem.)}$  a receita líquida da venda de eletricidade no mercado de curto prazo numa determinada semana;

$RL_{briq(sem.)}$  a receita da comercialização de briquetes numa determinada semana.

O fluxo de caixa é calculado também conforme descrito anteriormente. De posse das estimativas, os cenários foram avaliados através do Valor Presente Líquido (VPL), que pode ser calculado conforme a Equação 8.

$$VPL_{est} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_{est}(n)}{(1+i)^n} - 1 \quad (8)$$

O VPL é dado pelo somatório dos valores presentes dos fluxos de caixa estimados de uma aplicação, a partir de uma dada taxa de desconto e período de duração do projeto, compondo o valor presente do fluxo de caixa do projeto, descontado ao custo de capital do empreendimento.

Detalhada cada estratégia, é necessário apresentar as premissas que embasaram os cálculos de viabilidade econômica. As variáveis estimadas foram subdivididas em três grupos: premissas associadas ao investimento inicial e custos fixos da usina; receita líquida da venda de energia elétrica e receita líquida proveniente da comercialização de briquetes. Para definição da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), utilizou-se como base as taxas utilizadas no Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), divulgado pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2006), que usa cenários de ampliação da oferta de energia com taxas de 8%, 10% e 12% ao ano. Dessa forma, foi ajustada uma TMA associado ao risco do negócio de 11%. As variáveis são especificadas na Tabelas 2, a seguir.

Tabela 2 – Resultados da regressão da série da PLD

<b>Parâmetros de Investimento e Custos Fixos da Usina</b>			
<b>Parâmetro</b>	<b>Sigla</b>	<b>Valor</b>	<b>Fonte</b>
Cotação do dólar	Cot. US\$	R\$ 4.94	Banco Central do Brasil (08/06/2020)
Investimento - Termelétrica	I term	US\$ 1,500/kW med.	MME (2006)
Investimento - Briquetes	lb	R\$ 840,000.00	Adaptado de Raic, Carneiro e Martins, 2016)
Capacidade da usina	Cap.	10 MW	Projeção da pesquisa
Custo fixo da usina	CFe	US\$ 35.00/kW	MME
Custo fixo briquetes	CF briq.	R\$ 9,44 / t	Adaptado de Raic, Carneiro e Martins (2016)
Capacidade briquetes	Cap. Briq.	8,182 t/ano	Projeção da pesquisa
Produtividade	Prod.	6.5 mil frutos por ha	EMBRAPA (2016)
Capital de giro	CAGIRO	10% Receita Bruta	Projeção da pesquisa
Área Plantada	Aplntio	3,147 ha	(Capacidade Instalada) / (Rendimento x Produtividade)

Tabela 2 – Resultados da regressão da série da PLD (continuação)

Parâmetros de Receita Líquida Venda de Eletricidade			
Parâmetro	Sigla	Valor	Fonte
Preço	P	R\$ 221.30	CCEE (2020) – Estimativa PLD
Custo Variável	6	US\$ 6/MWh	MME (2006)
Tarifas de Transmissão	T	US\$ 1.5/MWh	MME (2006)
Impostos	le	9,75%	MME (2006)
Ágio	A	R\$ 43.90/MWh	(GOMES; BRANDÃO; PINTO, 2010)
Parâmetros de Receita Líquida Venda de Eletricidade			
Preço do Briquete	Pbriq.	R\$ 290.00/t	Adaptado de Raic, Carneiro e Martins (2016)
Produção Briquete	Vbriq.	200 t/ semana	Projeção da pesquisa
Impostos	Ibriq.	21.65%	
Custo total briquetes	Ctbriq.	R\$ 105.00/t	Adaptado de Raic, Carneiro e Martins (2016)

### 5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com base nas variáveis utilizadas na análise, o VPL da estratégia 1 é de R\$ 1.092.299,86. Para a estratégia 2, em que há presença de maior risco, devido ao empreendimento ficar exposto aos preços de mercado, o VPL foi de R\$ 2.595.314,24, uma diferença considerável, de aproximadamente 136%. Além disso, conforme pode ser observado na Figura 1, a probabilidade da estratégia 2 apresentar VPL menor do que zero, o que inviabilizaria o projeto, é praticamente nula (0,00029%).

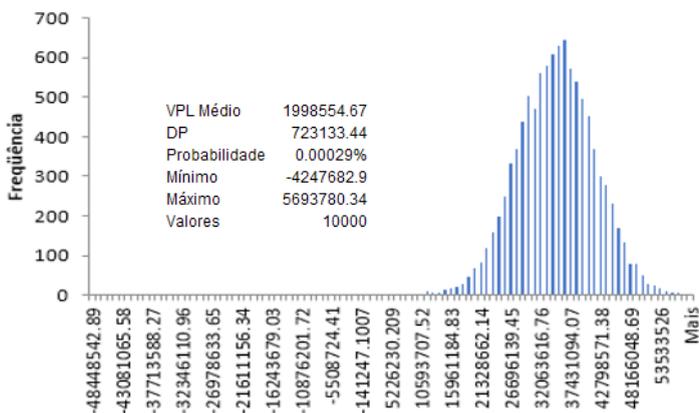


Figura 1 - Distribuição de probabilidade do VPL da estratégia 2

A Estratégia 3, apesar da opção de venda de briquete e comercialização de parte da eletricidade no mercado de curto prazo, não superou a Estratégia 2. O valor do VPL foi de R\$ 1.303.762,71, ou seja, uma diferença de aproximadamente 99% entre os valores. Isso ocorreu pelo fato do preço atual do briquete se encontrar em um patamar baixo, se comparado com períodos anteriores (RAIC; CARNEIRO; MARTINS, 2016), além das expectativas de melhores preços para a eletricidade no mercado livre.

A Estratégia 3 também possui uma pequena probabilidade de ser inviável (0,28%), e apresenta um VPL médio maior do que o da estratégia 2 (R\$ 2.567.433,78 ante R\$ 1.998.554,67), se mostrando também uma estratégia interessante de investimento.

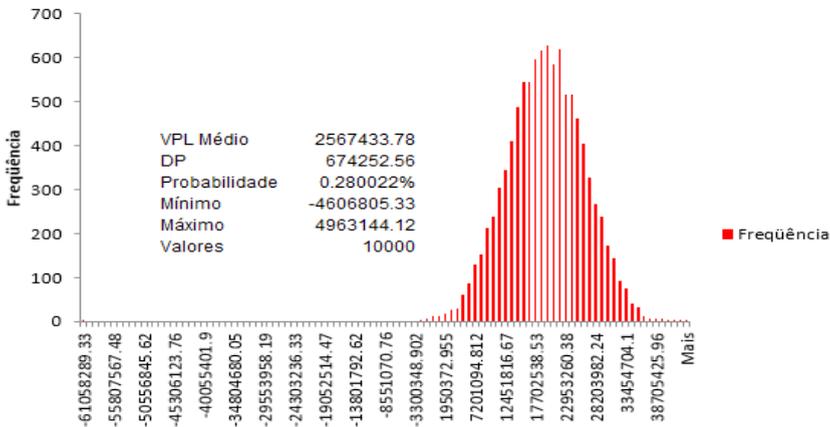


Figura 2 - Distribuição de probabilidade do VPL da estratégia 2

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A geração de eletricidade a partir de fontes renováveis vem sendo tema de interesse nas áreas acadêmica e empresarial. Neste trabalho foi analisado o valor das flexibilidades nesse tipo de empreendimento, objetivando oferecer melhores condições para tomada de decisão por parte de gestores públicos e privados.

Foram analisadas as possibilidades do empreendimento comercializar seu produto sob três perspectivas: venda de eletricidade em contratos de longo prazo, venda da eletricidade em contratos de longo prazo e de curto prazo, e comercialização da eletricidade no longo prazo com opção de comercializar outra parte no curto prazo ou

vender briquetes, dependendo do que for mais vantajoso. A estratégia mais adequada foi a segunda, muito devido às perspectivas de preços mais elevados da energia elétrica no mercado livre, em função de pagamento de ágio.

Apesar do cuidado tomado no processo metodológico, a presente pesquisa se restringe a uma análise simplificada, visto que variáveis locais importantes, como a definição de uma localidade para implantação da termelétrica e da usina de briquetagem, não foram definidas. Dessa forma, os dados aqui coletados, bem como as informações analisadas, se prestam a um estágio inicial de avaliação de propostas econômicas relacionadas a esse tipo de empreendimento.

Sendo assim, como agenda para estudos futuros, sugere-se a escolha de localidades para instalação do empreendimento, o que possibilitará a ampliação dos cenários a serem analisados, o que consequentemente ampliaria a segurança de gestores públicos e entes privados para tomada de decisão.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>>. Acesso em: 14 maio. 2020.

BARROS, M.; DE MELLO, M. F.; SOUZA, R. C. Aquisição de energia no mercado cativo brasileiro: Simulações dos efeitos da regulação sobre o risco das distribuidoras. *Pesquisa Operacional*, v. 29, n. 2, p. 303–322, maio 2009.

CARMO, V. B. Avaliação da eficiência energética renovável de biomassa alternativas para geração de eletricidade. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2013.

COELHO, S. T. et al. Geração de eletricidade a partir de biomassa no Brasil: situação atual, perspectivas e barreiras. In: *Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética*. Rio de Janeiro: LTC, 2017. p. 393.

COELHO, S. T.; MONTEIRO, M. B.; KARNIOL, M. DA R. Atlas de Bioenergia do Brasil. São Paulo: 2012.

DAIOGLOU, V. et al. Greenhouse gas emission curves for advanced biofuel supply chains. *Nature Climate Change*, v. 7, n. 12, p. 920–924, 20 dez. 2017.

DAIOGLOU, V. et al. Integrated assessment of biomass supply and demand in climate change mitigation scenarios. *Global Environmental Change*, v. 54, p. 88–101, 1 jan. 2019.

DALBEM, M. C.; BRANDÃO, L. E. T.; GOMES, L. L. Can the regulated market help foster a free market for wind energy in Brazil. *Energy Policy*, v. 66, p. 303–311, mar. 2014.

DASAPPA, S. et al. Biomass gasification—a substitute to fossil fuel for heat application. *Biomass and Bioenergy*, v. 25, n. 6, p. 637–649, dez. 2003.

EMBRAPA. Nova cultivar de capim-elefante apresenta produtividade 30% maior. Disponível em: <<https://www.embrapa.br/busca-de-noticias/-/noticia/17002039/nova-cultivar-de-capim-elefante-apresenta-produtividade-30-maior>>. Acesso em: 11 nov. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Balanço energético nacional 2018, Ano base 2017. Rio de Janeiro: 2018.

FONTOURA, C. F.; BRANDÃO, L. E.; GOMES, L. L. Elephant grass biorefineries: Towards a cleaner Brazilian energy matrix? *Journal of Cleaner Production*, v. 96, p. 85–93, 2015.

GOMES, L. L.; BRANDÃO, L. E.; PINTO, A. C. F. Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica Através da Medida Ômega. *Brazilian Review of Finance*, v. 8, n. 1, p. 45, 2010.

IBGE. Produção Agrícola Municipal. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1613#resultado>>. Acesso em: 10 jan. 2019.

IEA. 2018 World Energy Outlook: Executive Summary. *Oecd/lea*, p. 11, 2018.

IPEA. Consumo de energia elétrica no setor comércio: tarifa média por MWh. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>>. Acesso em: 2 jun. 2020.

LUDERER, G. et al. The role of renewable energy in climate stabilization: results from the EMF27 scenarios. *Climatic Change*, v. 123, n. 3–4, p. 427–441, 15 abr. 2014.

MAPELLI, F.; MUNGWE, J. N. Modern Energies Services for Cooking: from Improved Cook-Stoves to Domestic and Community Biogas Based Systems. In: *Renewable Energy for Unleashing Sustainable Development*. Cham: Springer International Publishing, 2013. p. 43–74.

MARCELINO, M. M.; DE MELO, S. A. B.; TORRES, E. A. Caracterização da biomassa da casca de coco para obtenção de energia. *Bahia Análise & Dados*, v. 27, n. 1, p. 337–355, 2017.

MARTINS, L. O. S. et al. Potential of electric energy generation from vegetable biomass in different regions of Brazil: mapping and analysis. *Revista Tecnologia e Sociedade*, v. 15, n. 37, p. 332–359, 2019.

Ministério de Minas e Energia - MME. Plano Nacional de Energia 2030. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/plano-nacional-de-energia-2030>> Acesso em: 30 mar. 2020.

MONIR, M. U. et al. Gasification of lignocellulosic biomass to produce syngas in a 50 kW downdraft reactor. *Biomass and Bioenergy*, v. 119, p. 335–345, 1 dez. 2018.

OLIVEIRA, B. H. A. M. DE et al. Um modelo de previsão do consumo residencial de energia elétrica no Brasil. *Cadernos do IME - Série Estatística*, v. 28, n. 0, 2010.

PESARAN, M. H. A simple panel unit root test in the presence of cross-section dependence. *Journal of Applied Econometrics*, v. 22, n. 2, p. 265–312, 1 mar. 2007.

RAIC, D. F.; CARNEIRO, A. R. F.; MARTINS, L. O. S. Estudo de viabilidade econômica da produção de briquetes a partir do capim elefante no oeste do estado da Bahia. In: EXLER, R. B.; TEIXEIRA, L. P. B.; SAMPAIO, L. P. (Eds.). *Bioenergia um diálogo renovável*. 1. ed. Salvador: Z Arte, 2016. p. 93–110.

REN21. REN21 - 2019 Global Status Report. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/28496/REN2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y%0Ahttp://www.ren21.net/cities/wp-content/uploads/2019/05/REC-GSR-Low-Res.pdf>>.

SILVA, D. A. et al. Propriedades da madeira de *Eucalyptus benthamii* para produção de energia. *Pesquisa Florestal Brasileira*, v. 35, n. 84, p. 481, 2015.

SIVAKUMAR, S.; NATARAJAN, E. Renewable fuels for thermal gasification of biomass. *Asian Journal of Microbiology, Biotechnology and Environmental Sciences*, v. 9, n. 4, p. 1017–1022, 2007.

SUZUKI, K. et al. Evaluation of biomass energy potential towards achieving sustainability in biomass energy utilization in Sabah, Malaysia. *Biomass and Bioenergy*, v. 97, p. 149–154, 1 fev. 2017.

WOOLDRIDGE, J. M. *Introdução à Econometria*. 4. ed. São Paulo: Cengage, 2012.

## BRASIL E O BODIESEL – CENÁRIO, ANÁLISES E PROJEÇÕES

Adriana Fiorotti Campos<sup>1</sup>  
Victor Hugo Alves de Souza<sup>2</sup>  
Simone da Costa Fernandes<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal do Espírito Santo

<sup>2</sup>Universidade Paulista

DOI: 10.47168/rbe.v26i3.571

Recebido em: 08.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

### RESUMO

O biodiesel vem ganhando cada vez mais destaque como fonte alternativa aos derivados do petróleo. Além do estabelecimento de um percentual fixo de mistura ao diesel mineral, conta com um programa específico, o PNPB, e com uma política para os biocombustíveis que o inclui (RenovaBio). Nesse sentido, este estudo se propôs a contextualizar o cenário no qual o biodiesel se insere, levantando dados sobre pesquisas e projeções que estão sendo realizadas, usando como instrumento de coleta de dados as pesquisas bibliográfica, documental e bibliométrica. Os dados foram encontrados em sites oficiais do governo brasileiro, instituições energéticas internacionais e nas bases de dados *Scopus* e *Web of Science*. Os resultados apontaram, sobretudo, o destaque que o Brasil tem tido principalmente no que diz respeito a origem e volume das pesquisas que vêm sendo feitas sobre o biodiesel.

Palavras-chave: Biodiesel, PNPB, RenovaBio, Energia renovável, Biocombustíveis.

### ABSTRACT

Biodiesel has being on focus as an alternative source to oil derivatives. Besides to establishing a fixed percentage of mixture with mineral diesel, the potential of the source has stimulated the creation of a specific program, named PNPB, and it is also included on a policy for biofuels (RenovaBio). In this sense, this study aimed to contextualize the scenario in which biodiesel is inserted, raising data on research and projections that are being carried out using bibliographic, documentary and bibliometric research as a data collection instrument. The data were

found on official websites of the Brazilian government, international energy institutions and in the Scopus and Web of Science databases. The results showed, above all, that Brazil has had a important volume of researches regarding the biodiesel.

Keywords: Biodiesel, PNPB, RenovaBio, Renewable energy, Biofuels.

## 1. INTRODUÇÃO

A discussão a respeito do uso de fontes renováveis ao diesel fóssil não é nova no Brasil. Estudos apontam para a existência de programas energéticos com fontes renováveis ainda na década de 1970, como, por exemplo, o PRÓ-ÓLEO (OSAKI; BATALHA, 2008; ALVES, 2010). No início dos anos 2000, dada a necessidade do país contribuir para a ação, em nível mundial, de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e, conseqüentemente, redução da dependência dos combustíveis derivados de petróleo, criou-se o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB). Além desses objetivos, o governo pretendia o desenvolvimento econômico das regiões Norte e Nordeste por meio da inclusão de famílias agricultoras no fornecimento de matéria-prima (SOUZA, 2017).

Mais recentemente, em 2017, uma nova política energética foi criada. Desta vez, denominada RenovaBio, a Política Energética dos Biocombustíveis foi instituída com a finalidade de contribuir ainda mais para o desenvolvimento e inserção estratégicos dos combustíveis renováveis na oferta interna de energia (BRASIL, 2017). Dentre os biocombustíveis, tem-se o biodiesel – fonte de energia renovável importante adicionada ao diesel mineral – foco do artigo em tela.

Nesse sentido, o objetivo do presente artigo é contextualizar o cenário do biodiesel no Brasil, identificando a atual situação dessa temática em pesquisas científicas no mundo, por meio de um estudo bibliométrico, e, também, conhecer quais projeções estão sendo feitas para este combustível renovável nos próximos anos. Essa pesquisa se justifica, sobretudo, pela importância estratégica que tem sido dada ao biodiesel ao longo dos anos, e pelo potencial que o combustível tem de contribuir para a diversificação da oferta interna de energia, redução da dependência do petróleo e derivados, e pela contribuição ambiental, já que a sua queima ajuda consideravelmente na redução das emissões de gases do efeito estufa. Assim, ao longo deste estudo serão apresentados o atual cenário do biodiesel no Brasil, aspectos metodológicos utilizados na pesquisa, resultados bibliométricos sobre os estudos desenvolvidos e as projeções para o biodiesel nos próximos anos.

## 2. BIODIESEL - CENÁRIO

Desde as crises do petróleo na década de 1970, o Brasil vem se empenhando no que diz respeito ao incentivo ao desenvolvimento e uso de energias renováveis. Além do etanol, combustível derivado da cana-de-açúcar, e das fontes eólica e solar, o país também se dedicou a outra frente: a do biodiesel. Os mais recentes esforços, Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) e Política Energética dos Biocombustíveis (Renovabio) são exemplos de ações do governo em prol da inserção de fontes não fósseis na Matriz Energética Brasileira.

O primeiro, PNPB, foi criado em 2004 pelo então presidente Luiz Inácio Lula da Silva após pesquisas do Grupo de Estudos Interministerial. O Programa tinha como escopo o incentivo ao biodiesel produzido de maneira sustentável, isto é, possuía objetivos econômicos, sociais e ambientais em torno de tal encorajamento. Do lado econômico, pretendeu-se desenvolver as regiões Norte e Nordeste, ao que foi chamado de desregionalização. A ideia inicial era fazer com que essas duas regiões fossem estimuladas a produzir matérias-primas em grande escala para fornecimento nacional aos produtores. As famílias agricultoras seriam fortes aliadas nesse processo, já que poderiam usar suas terras para cultivo de tais insumos. Com essa participação, o Programa alcançaria o objetivo social.

No aspecto ambiental estava o próprio incentivo à produção e uso, uma vez que o referido combustível reduziria as emissões de gases de efeito estufa (GEE) pela queima de combustíveis fósseis em até 70%, como é o caso do biodiesel produzido a partir de soja (EMBRAPA, 2015).

Para que o Programa realmente fosse em frente, o governo brasileiro criou mecanismos de fomento a essa cadeia. Do lado da oferta (produção), o principal instrumento foi o Selo Combustível Social (SCS) que certificava produtores que adquirissem insumos de famílias agricultoras. O SCS possuía um tratamento tributário diferenciado, que também colaborou para que os empresários buscassem esses fornecedores para obtenção de matéria-prima. As reduções variavam conforme material adquirido e localidade buscada. O produtor que comprasse mamona ou palma de famílias agricultoras oriundas do Norte, Nordeste ou Semiárido, por exemplo, teria redução total dos impostos IPI, Cide e Pis/Cofins. Com esse instrumento percebeu-se incremento no número de famílias agricultoras participantes do programa (PRATES; PIEROBON; COSTA, 2007; SOUZA, 2017).

Com a produção encorajada, o governo brasileiro precisou formular também estratégias que contribuíssem para a criação de demanda pelo biodiesel. Assim, além de fixar inicialmente o percentual de 2% de adição voluntária do biodiesel ao diesel mineral, a Lei

nº 11.097/2005 também permitiu a introdução do biodiesel como fonte na Matriz Energética Nacional (BRASIL, 2005). A faculdade de mistura perdurou até 2008, quando o percentual tornou-se obrigatório e passou a ser incrementado ao longo dos anos por diversos instrumentos legais, que foram aprovados com o intuito de se estabelecer novos percentuais, como pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 - Marcos legais da mistura de biodiesel ao diesel mineral

Ano	%	Instrumento legal	Conteúdo
2005	2% opcional	Lei nº 11.097/2005	Fixa o percentual facultativo de mistura do biodiesel ao diesel mineral e estabelece a transição para obrigatoriedade em três anos.
2008	2% obrigatório		
	3%	Resolução CNPE nº 2/2008	Estabelece em 3% (base volumétrica) o percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor final.
2009	4%	Resolução ANP nº 24/2009	O biodiesel deverá ser adicionado ao óleo diesel na proporção de 4%, em volume, a partir de 1º de julho de 2009.
2009	5%	Resolução CNPE nº 6/2009	Estabelece em 5% o percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor final a partir de 1º de janeiro de 2010.
2014	6%	Lei nº 13.033/2014	Estabelece os percentuais de adição obrigatória do biodiesel ao diesel de petróleo vendido ao consumidor final em 6% a partir de 1º de julho de 2014 e em 7% a partir de 1º de novembro de 2014.
	7%		
2017	8%	Lei nº 13.263/2016	Estabelece o percentual de adição obrigatória do biodiesel ao diesel mineral em 8% até 24 de março de 2017.
2018	9%		Estabelece o percentual de adição obrigatória do biodiesel ao diesel mineral em 8% até 24 de março de 2018.
2019	10%		Estabelece o percentual de adição obrigatória do biodiesel ao diesel mineral em 8% até 24 de março de 2019.
	11%	Estabelece o incremento do percentual de adição do volume de biodiesel a partir de 1º/6/2019 ou no mínimo 3 meses contados da conclusão dos testes e ensaios previstos no art. 1º, adotando-se o prazo que for maior.	
2020	12%	Resolução CNPE nº 16/2018	Estabelece o incremento do percentual de adição do volume de biodiesel a partir de 1º de março de 2020.
2021	13%		Estabelece o incremento do percentual de adição do volume de biodiesel a partir de 1º de março de 2021.
2022	14%		Estabelece o incremento do percentual de adição do volume de biodiesel a partir de 1º de março de 2022.
2023	15%		Estabelece o incremento do percentual de adição do volume de biodiesel a partir de 1º de março de 2023.

Já o RenovaBio foi instituído por meio da Lei nº 13.576/2017, no governo do presidente Michel Temer, como a “Política Nacional de Biocombustíveis”. Esta Política foi criada a partir de fundamentos que visam contribuir para que os biocombustíveis contribuam para com a segurança do abastecimento e também para que tenham papel estratégico na Matriz Energética Nacional, isto é, maior representatividade principalmente frente aos cenários de escassez ou de forte dependência dos derivados de petróleo. Em sua estrutura o RenovaBio possui diversas ações, atividades, projetos e programas que almejam ajudar na adequação da eficiência energética e na redução das emissões dos gases do efeito estufa (GEE); contribuir para a expansão da produção e uso dos biocombustíveis, principalmente como fontes na Matriz Energética Brasileira, e promover ações que auxiliem o país no cumprimento das ações estabelecidas no Acordo de Paris sobre a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (BRASIL, 2017).

Assim, para que essas metas supracitadas sejam alcançadas, a referida Política deverá propiciar oferta sustentável de energia por meio da eficácia dos biocombustíveis, em especial no que diz respeito às emissões de GEE. Além disso, há também que se destacar o papel social desempenhado pelo RenovaBio, que, por meio da atuação comercial do mercado de biocombustíveis pretende gerar emprego e renda e desenvolvimento regional. Visando estabelecer uma sistemática de controle das ações realizadas no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis, criaram-se alguns instrumentos, como os Créditos de Descarbonização, a Certificação de Biocombustíveis, as adições compulsórias dos biocombustíveis aos combustíveis fósseis e os incentivos fiscais, financeiros e creditícios (BRASIL, 2017). Ao longo dos anos e com a ajuda dos programas de incentivo, o biodiesel apresentou crescente produção, como pode ser visualizado na Figura 1.

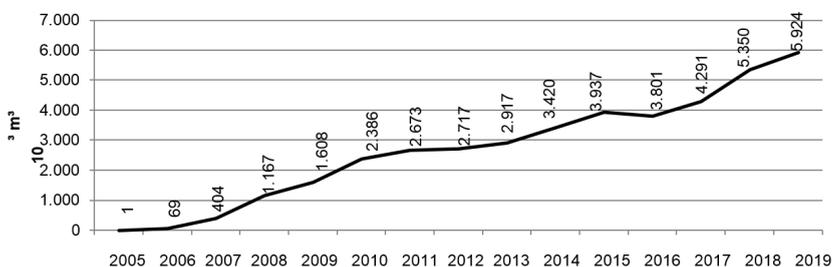


Figura 1 – Evolução da produção do biodiesel ao longo ao PNPB

Apesar de se perceber que há incentivos no que diz respeito à oferta cada vez maior do biodiesel, deve-se salientar que no contexto mais geral as fontes renováveis não ultrapassam 50% de representatividade na matriz energética nacional (EPE, 2020). E, do total que as renováveis representaram e vêm representando, o biodiesel juntamente com a lixívia e outras renováveis não somam mais do que 10% no período analisado. Na Tabela 2 é possível visualizar o detalhamento das fontes renováveis nas ofertas de energia no período de 2016 a 2019.

Tabela 2 - Detalhamento da participação das renováveis na Matriz Energética Brasileira entre 2016 e 2019

	Fontes	2016	2017	2018	2019
<b>Não Renováveis</b>	Carvão Mineral	37,30%	36,50%	36,40%	34,40%
	Urânio	13,70%	12,30%	13,00%	12,50%
	Outras não renováveis	5,90%	5,50%	5,70%	5,80%
	Petróleo e derivados	1,30%	1,50%	1,40%	1,40%
	Gás natural	0,60%	0,70%	0,60%	0,60%
<b>Renováveis</b>	Biomassa de cana	16,90%	17,50%	17,00%	17,40%
	Hidráulica	11,30%	12,60%	12,00%	12,60%
	Lenha e carvão vegetal	8,20%	8,00%	8,00%	8,40%
	Lixívia e outras renováveis	4,70%	5,40%	5,90%	6,90%
	Biogás	0,03%	0,05%	0,06%	0,07%
	Gás industrial de carvão vegetal	0,01%	0,03%	0,02%	0,03%
	Eólica	0,62%	0,99%	1,26%	1,45%
	Solar	0,00%	0,00%	0,02%	0,10%
	Lixívia	2,62%	2,91%	2,99%	3,33%
	<b>Biodiesel</b>	<b>1,03%</b>	<b>1,04%</b>	<b>1,16%</b>	<b>1,45%</b>
	Outras biomassas	0,38%	0,38%	0,38%	0,47%

É nesse contexto que as pesquisas já desenvolvidas ou em desenvolvimento ganham ainda mais destaque, uma vez que contribuem diretamente para que o biodiesel seja difundido e sua utilização para fins energéticos se torne cada vez maior e mais necessária.

### 3. METODOLOGIA

Para que os objetivos estabelecidos nesta pesquisa fossem alcançados, optou-se pela utilização de uma metodologia de abordagem mista, na qual foram utilizadas como técnica de coleta de dados as pesquisas bibliográfica, documental e bibliométrica. Com a pesquisa bibliométrica conseguiu-se identificar os estudos realizados sobre o biodiesel brasileiro, quais países mais publicaram, quais as afiliações dos autores, entre outros dados. Para que esta técnica, em específico, pudesse ser utilizada neste estudo, partiu-se, em primeiro lugar, da definição da *query* de pesquisa. Levando em consideração a importância da temática do biodiesel e do Brasil, como país incentivador de sua produção e uso, entendeu-se ser de suma importância a correlação das duas palavras-chave “Biodiesel” e “Brasil” na busca dos materiais. Como o inglês é o idioma universal e no qual a maioria das pesquisas é publicada, além de realizar a busca apenas nessa língua, procedeu-se também a utilização da palavra-chave “Brasil” traduzida no inglês como “Brazil”. Com esta técnica de pesquisa buscou-se apenas materiais listados como artigos, em todo o período de disponibilização de materiais nas plataformas *Scopus* (1960-2020) e *Web of Science*, que compreende os anos de 1945 a 2020.

As buscas realizadas na primeira plataforma, *Scopus*, resultaram em 519 publicações, as quais foram somadas às encontradas na *Web of Science*, perfazendo um total de 1006 artigos publicados. Após a realização das pesquisas nas bases de dados internacionais, procedeu-se a aplicação do *software* R® (pacote bibliométrico), versão 3.61 para a geração dos resultados da pesquisa. O *software* utilizado gerou uma planilha Excel com 693 artigos, levando em consideração as exclusões necessárias quanto à duplicidade de materiais que poderiam ser listados nas duas bases de dados, que serão apresentados no Item 4.

### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

No Item 4, dedicar-se-á a apresentação (I) dos resultados da aplicação da técnica bibliométrica sobre as pesquisas que estão sendo desenvolvidas mundialmente a respeito do biodiesel no Brasil e (II) das projeções feitas para o setor brasileiro.

#### 4.1 Biodiesel – análises

A respeito das pesquisas que estão sendo desenvolvidas sobre o biodiesel brasileiro em nível mundial, as buscas realizadas pela

pesquisa bibliométrica apresentaram os resultados sintetizados na Tabela 3.

Tabela 3 - Dados principais da pesquisa bibliométrica

Descrição	Resultados
Artigos	693
Fontes (periódicos, livros, etc.)	310
Palavras-chave Plus (ID)	2451
Palavras-chave dos autores (DE)	1734
Período da pesquisa	2002 - 2020
Média de citação por documento	15,19
Autores	2308
Autores aparições	3081
Autores de doc. com autoria única	47
Autores de documentos com múltipla autoria	2261
Documentos com autoria única	48
Documentos por autor	0,3
Autor por documento	3,33
Coautores por documentos	4,45
Índice de colaboração	3,51
Tipo de documento	-

Dentre os principais resultados destaca-se o crescimento das publicações por ano, que passou de três em 2002, primeiro ano que se tem registro, para 69 em 2019 (ano fechado). Em 2020, até o momento da pesquisa realizada em 21 de maio, havia 16 publicações sobre a temática.

Dos países mais citados, há destaque para o Brasil, que possui 6162 citações, seguido pelos EUA, com 865, Alemanha com 533, Holanda com 465 e Espanha com 405. Nações como Suíça, Canadá, Reino Unido, Turquia e Portugal não possuem mais que 250 menções. Isso pode ser reflexo direto do número de produção desses países. O Brasil, por exemplo, no período analisado gerou 1362 novos artigos, enquanto que os Estados Unidos da América, Holanda, Alemanha e Reino Unido geraram, respectivamente, 102, 63, 50 e 30 publicações.

O Brasil também apresentou grande relevância no que diz respeito às interações e colaborações com autores de outros países. De acordo com os resultados encontrados, dos 461 artigos realizados em

parceria, 410 era com autores estrangeiros, enquanto que os outros 51 foram feitos com autores nacionais. Essa expressividade não se revelou em países como os EUA, Holanda, Alemanha e Reino Unido. Nestes, as colaborações foram poucas, o que também se justifica no número de publicações. Nos EUA, por exemplo, dos 28 artigos com mais de um autor, houve parceria em 15. Na Holanda, as parcerias somaram nove publicações apenas, assim como no Reino Unido. Na Alemanha, dos 15 artigos feitos com parcerias, dez foram com autores estrangeiros.

Deve-se salientar, sobretudo, o papel que as universidades públicas brasileiras têm tido no desenvolvimento dessas pesquisas. Das 20 afiliações com maior número de publicações, apenas uma, *Wageningen University & Research* (Holanda), era de fora do Brasil, e ocupou a oitava colocação, sucedendo as nacionais Universidade de São Paulo (USP), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Universidade Federal de Viçosa (UFV), Universidade de Brasília (UnB) e Universidade Federal da Bahia (UFBA). As outras 12 instituições com mais publicações estavam divididas entre as regiões Sudeste (seis universidades), Nordeste e Sudeste, ambas com duas universidades, e Norte e Centro-oeste com uma universidade cada.

A participação expressiva do Brasil, dentre as pesquisas mundiais, pode estar diretamente relacionada ao fato de o país possuir ou ter possuído políticas e programas específicos para o setor, como o caso do Pró-óleo (encerrado), e dos PNPB e RenovaBio, ambos em vigência. Além disso, deve-se salientar também os incentivos à produção e uso do biodiesel por meio de marcos legais, aprovados pelo governo brasileiro, como as Leis e Resoluções que obrigaram a mistura do biodiesel ao diesel mineral. Ao longo dos 16 anos de existência do PNPB, atual programa do biodiesel, foram criados sete leis e resoluções, que resultaram em 14 alterações no percentual de mistura compulsória.

## 4.2 Biodiesel – projeções

Além das expectativas quanto ao incremento na mistura obrigatória do biodiesel, de se alcançar o percentual obrigatório de 15% em 2023 e 20% em 2028, diversas instituições pesquisadoras têm realizado projeções para o mercado do biodiesel brasileiro quanto à oferta, demanda e insumos<sup>1</sup>. Por exemplo, estudos da EPE (2019a), da

<sup>1</sup> Atualmente, o percentual de mistura obrigatória está fixado em 12% (após redução temporária em função da pandemia do novo coronavírus) (CNPE, 2018; ANP, 2020b). A ANP que, por prevenção ao risco de desabastecimento havia reduzido o percentual para 10%, entre 16 e 21 de junho de 2020, assegurou, junto ao Ministério de Minas e Energia a capacidade nacional de abastecimento, o que corrobora ainda mais para que o Brasil seja visto como líder no que diz respeito ao incentivo do biodiesel por meio de uma taxa obrigatória de mistura (ANP, 2020a).

Associação dos Produtores de Biocombustíveis do Brasil (APROBIO, 2020) e do BiodieselBR (2020) apontam crescimento para a produção do biodiesel no Brasil, passando de 5,7 bilhões de litros em 2019 para 7 bilhões de litros em 2020, e podendo alcançar aproximadamente 14 bilhões em 2029. Para a *International Energy Agency* (IEA, 2020), a estimativa é que no Brasil haja um incremento de 5% na produção para o mesmo período. Apesar do que se espera crescer no setor, o cenário regional de produtividade não se modificará, já que é aguardado que as regiões Sul e Centro-oeste, maiores produtores nacionais deste biocombustível nos últimos anos, mantenham-se em destaque produtivo.

A respeito dos insumos, atualmente aproximadamente 77% do biodiesel produzido em território brasileiro é feito a partir da utilização da soja, seguido pelo uso de outros materiais graxos (8,4%), do sebo bovino (7,6%), do óleo de palma que corresponde a 2,16% e de outras, como o óleo de fritura usado e o óleo de algodão (5,2%) (ANP, 2020c). De acordo com a EPE (2019a), a expectativa quanto às matérias-primas utilizadas é de que a soja aumente sua participação como insumo mais aproveitado. Além disso, destaca-se o potencial que a palma tem de superar a gordura animal como insumo da produção, incentivada pelo Programa de Produção Sustentável da Palma de Óleo no Brasil (Própalma) (EPE, 2019a).

Quanto a à procura por biodiesel nos próximos anos, de acordo com a EPE (2019a), aguarda-se que ainda em 2020 a demanda por este biocombustível seja de 6,9 bilhões de litros, passando para 10,3 em 2025 e 11,4 em 2029, o que representará um crescimento de aproximadamente 1,49% e 1,65% nessa ordem. Salienta-se que, tais projeções levaram em consideração apenas o cenário B15, que representa o último estágio de incremento do biodiesel ao diesel mineral previsto em Lei, enquanto que os estudos da IEA também tomaram como base as possibilidades de investimento em capacidade através da nova política RenovaBio. Apesar disso, o Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2019a) prevê aumento de mais 4,6 bilhões de litros na capacidade produtiva do biodiesel, o que se traduzirá em cerca de 2 bilhões de reais injetados no setor. Ou seja, no cenário previsto pelas instituições supracitadas, o biodiesel no Brasil continuará tendo destaque.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Desde os choques de preços do petróleo (década de 1970), o Brasil tem estado mais atento sobre a dependência de insumos fósseis, representados fortemente pelo petróleo e derivados na Matriz Energética Nacional. Especialmente após os anos 2000, identificou-se,

de forma mais nítida, os incentivos direcionados ao desenvolvimento da indústria de biodiesel no Brasil.

O Brasil, promissor nessa produção, destaca-se pela obrigatoriedade de mistura dos combustíveis renováveis aos não renováveis. Além da tecnologia de ponta, os ganhos econômicos possíveis fazem com que se instigue cada vez mais essa geração. Nesse sentido, as políticas públicas direcionadas ao setor energético, dentre elas, o PNPB e o RenovaBio, merecem destaque, apesar das críticas nos campos econômico, social e ambiental. Destaca-se, também, as pesquisas realizadas por instituições brasileiras com ou sem a parceria internacional nesta área.

### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (Brasil). Abastecimento de biodiesel. Brasília, 2020a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (Brasil). Resolução nº 821, de 17 de junho de 2020. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, 18 jun. 2020b.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (Brasil). Painel Dinâmico. Produção de Biodiesel. Brasília: ANP, 2020c.

ALVES, O. F. de. Análise socioeconômica da implantação de uma usina de biodiesel no estado do Maranhão. 2010, 126p. Dissertação (Mestrado Profissional em Desenvolvimento de Tecnologia) – Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC), Instituto de Engenharia do Paraná, 2010.

ASSOCIAÇÃO DOS PRODUTORES DE BIOCOMBUSTÍVEIS DO BRASIL - APROBIO. Biocombustíveis: o futuro do Brasil. São Paulo: APROBIO, 2020.

BIODIESELBR. Produção de biodiesel no Brasil cresceu 10% em 2019. Brasília: BIODIESELBR, 2020.

BRASIL. Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, 14 jan. 2005.

BRASIL. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, 27 dez. 2017.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (Brasil). Resolução nº 16, de 29 de outubro de 2018. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, 30 out. 2018.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA (Brasil). Biodiesel reduz em até 70% as emissões de Gases do Efeito Estufa. Brasília: EMBRAPA, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (Brasil). Balanço Energético Nacional. Rio de Janeiro, EPE, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (Brasil). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Rio de Janeiro: EPE, 2019a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (Brasil). Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional. Rio de Janeiro: EPE, 2016; 2017; 2018; 2019b.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (França). Transport Biofuels. Accelerated biofuel deployment needed in key markets. França: IEA, 2020.

OSAKI, M; BATALHA, M. T. Produção de biodiesel e óleo vegetal no Brasil: realidade e desafio. In: Anais do 46º Congresso da Sociedade Brasileira de Economia, Administração e Sociologia Rural (SOBER). Rio Branco (AC): 46º SOBER, 2008.

PRATES, C. P. T.; PIEROBON, E. C.; COSTA, R. C. Formação do mercado de biodiesel no Brasil. In: BNDES Setorial – Biocombustíveis. Rio de Janeiro: BNDES, 2007.

SOUZA, V. H. A. de. Impactos Socioambientais do Uso da Biomassa na Produção de Energia. 2017. 120 f. Dissertação (Mestrado Profissional em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável) – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2017.

## POTENCIAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA DE BAJA ENTALPÍA EN COLOMBIA: UN CASO DE ESTUDIO

Juan José Gómez Malagón<sup>1</sup>  
Margarita Rosa Flórez Morón<sup>1</sup>  
Erik Giovany Montes Paez<sup>1</sup>  
Camilo Andrés Guerrero Martín<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Industrial de Santander

<sup>2</sup>Universidade Federal do Rio de Janeiro

DOI: 10.47168/rbe.v26i3.572

Recebido em: 12.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

### RESUMEN

La seguridad energética es una necesidad de cualquier país y un aspecto fundamental e imprescindible para emerger del subdesarrollo. Países de la región de América Latina, como es el caso de Colombia, no cuentan con la capacidad de generar energía para satisfacer la demanda de sus territorios y, por lo tanto, se ven en la obligación de importar este recurso de países vecinos como lo es Ecuador. Es por lo que surge la necesidad de diversificar la matriz energética del país a partir de la implementación de nuevas técnicas y/o procesos de generación de electricidad, como es el caso de estudio, mediante sistemas de energía geotérmica de baja entalpía. De esta manera, este proyecto consiste en la evaluación de exploración y producción de esta energía en Colombia teniendo en cuenta las condiciones geológicas del territorio y los aspectos técnicos para el desarrollo de un pozo geotérmico de vapor de baja entalpía.

Palabras-clave: Energía geotérmica, Potencial geológico, Vapor de baja entalpía, Colombia.

### ABSTRACT

Energy security is a necessity for any country and a fundamental and essential aspect to emerge from underdevelopment. Countries in the Latin American region, as is the case of Colombia, do not have the capacity to generate energy to meet the demand in their territories and, therefore, they are forced to import this resource from the neighboring countries, such as Ecuador. That is why the need arises to diversify the country's energy matrix from the implementation of new techniques or electricity generation processes, such as the case study, using low

enthalpy geothermal energy systems. In this way, this project consists of assessing the exploration and production of this energy in Colombia taking into account the geological conditions of the territory and the technical aspects for the development of a low-enthalpy steam geothermal well.

Keywords: Geothermal energy, Geological potential, Low enthalpy steam, Colombia.

## 1. INTRODUCCIÓN

La seguridad energética, el desarrollo sostenible, la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente CO<sub>2</sub>, y la creación de sistemas eficientes a nivel energético, ha sido el fundamento bajo el cual, a lo largo de los últimos años, la sociedad ha implementado nuevas políticas ambientales y económicas en el marco de la creciente necesidad de ajustar los procesos productivos y de consumo que existen en la actualidad para, de esta manera, garantizar la protección, preservación y/o cuidado del medio ambiente y, además, la llegada de este recurso a todo un territorio donde su aprovechamiento ocurra de una forma equitativa, de carácter independiente y contribuya en la diversificación de la matriz energética, descentralizando y ofreciendo nuevas alternativas, para el caso de estudio, en Colombia.

Zonas no interconectadas (ZNI) de alrededor 52%, problemas de suficiencia energética y un sistema centralizado en recursos hidroeléctricos (fuente del 70% de la generación eléctrica) que presentan limitaciones relacionadas con las condiciones climáticas, son algunos de los retos energéticos que hoy día enfrenta Colombia. La ubicación geográfica de este país permite evaluar la posibilidad de explotar recursos energéticos diferentes como lo es la generación eléctrica a partir de yacimientos geotérmicos.

La energía geotérmica consiste en el aprovechamiento del calor generado en la corteza terrestre y que, por procesos de conducción y convección a partir de la interacción roca – fluido y gracias a condiciones geológicas, puede dar lugar a un yacimiento geotérmico que, mediante técnicas de exploración, perforación y producción, análogas al sistema extractivo de crudo y gas, puede ser llevado a superficie para finalmente, en centrales geotérmicas, convertirse en energía eléctrica.

De esta manera, a lo largo de este proyecto se presenta la evaluación del potencial geotérmico en Colombia considerando los factores que inciden la explotación de este tipo de energía, partiendo de la identificación de los principales sistemas geotérmicos de baja entalpía y, consecuentemente, el proceso de producción y las variables técnicas que se deben considerar para el aprovechamiento de este recurso. Asimismo, se evalúa la viabilidad económica de la ejecución

de esta naturaleza, utilizando el software GE-SAM (Geothermal Power - System Advisor Model) del National Renewable Energy Laboratory (NREL). Además de esto, se describen las oportunidades para hacer que las transferencias tecnológicas sean convenientes para cada una de las industrias del país.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Generalidades energía geotérmica

Conocer el mecanismo de generación de calor en la corteza terrestre es la base para entender el proceso de formación de los sistemas geotérmicos puesto que es allí donde inicia el ciclo de formación de este tipo de energía. De esta manera, tal como lo plantea Sáez (2012), se identifican los siguientes:

1. La descomposición de isótopos radioactivos presentes en la corteza: Uranio 235 (235U), Uranio 238 (238U), Torio 232 (232Th) y Potasio 40 (40K).
2. Calor inicial liberado durante la formación de la tierra.
3. Movimiento diferenciado entre placas que constituyen la tierra.
4. Liberación de calor como consecuencia de la cristalización del núcleo.

Así pues, debido a procesos físico-químicos, este calor viaja a través del subsuelo entrando en contacto con fluidos (agua y/o hidrocarburo) presentes en formaciones geológicas que estructuralmente no permiten la migración de estos. A partir de la interacción roca - fluido, y como consecuencia de fenómenos termodinámicos, se da un incremento en la temperatura dando lugar a un sistema que puede llegar a considerarse un yacimiento geotérmico económicamente explotable, dependiendo de la entalpía. Con base a esto, y de acuerdo con lo establecido por el código minero, en Francia, se establece la clasificación de los sistemas de la siguiente manera:

- Sistema Geotérmico de alta entalpía: asociado a temperaturas mayores a 150°C.;
- Sistema Geotérmico de media entalpía: asociado a temperaturas entre 90°C y 150°C;
- Sistema Geotérmico de baja entalpía: asociado a temperaturas entre 30°C y 90°C, e
- Sistema Geotérmico de muy baja entalpía: asociado a temperaturas menores a 30°C.

La identificación en superficie de estos sistemas está determinada a partir del gradiente geotérmico, definido como el incremento de la temperatura por unidad de profundidad, en este caso, del subsuelo. Un sistema geotérmico con un alto potencial está asociado a gradientes anormales, del orden de 100°C/km a 200°C/km.

De esta manera, y tal como se presenta a continuación, se identifican las principales zonas con alto potencial de Colombia analizando las condiciones geológicas del subsuelo, fundamentalmente asociado al dinamismo de las placas tectónicas que lo conforman.

## **2.2 Evaluación geológica y tectónica de Colombia**

La configuración geológica y tectónica del territorio colombiano está comprendida por la interacción entre las placas Cocos, Nazca, Caribe Suramericana y la microplaca Coiba. Este comportamiento da como resultado a nivel regional una gran variación en los tensores de tensión que crea provincias sismotectónicas separadas (Aguilera et al, 2019). Consecuentemente, se presenta el movimiento del bloque andino norte hacia el norte-nordeste que, dada sus condiciones de límites y la interacción con las placas aledañas, da como resultado regímenes sismotectónicos que cumplen un rol fundamental en la formación de los sistemas geotérmicos que se presentan a continuación.

## **2.3 Principales sistemas geotérmicos de Colombia**

Colombia, tal como se ha mencionado, gracias a su configuración geotectónica presenta áreas geotérmicas con un alto potencial que permiten considerar la viabilidad de su explotación con el fin de satisfacer la demanda energética del país. Luego de aproximadamente 50 años de proyectos de investigación, se han podido establecer las siguientes zonas del territorio como posibles proyectos para, además de los comunes usos directos (ej. Aguas termales), generar electricidad.

En primer lugar, se encuentran las zonas asociadas a actividad volcánica: San Diego, complejo volcánico de Cerro Bravo - Cerro Machín, que incluyen al Nevado del Ruíz, Santa Rosa y Cerro Machín. Además, se encuentran Paipa, Azufral, Chiles – Cerro Negro y Dabeiba, según la Figura 1, adaptado de Aguilera et al. (2019).

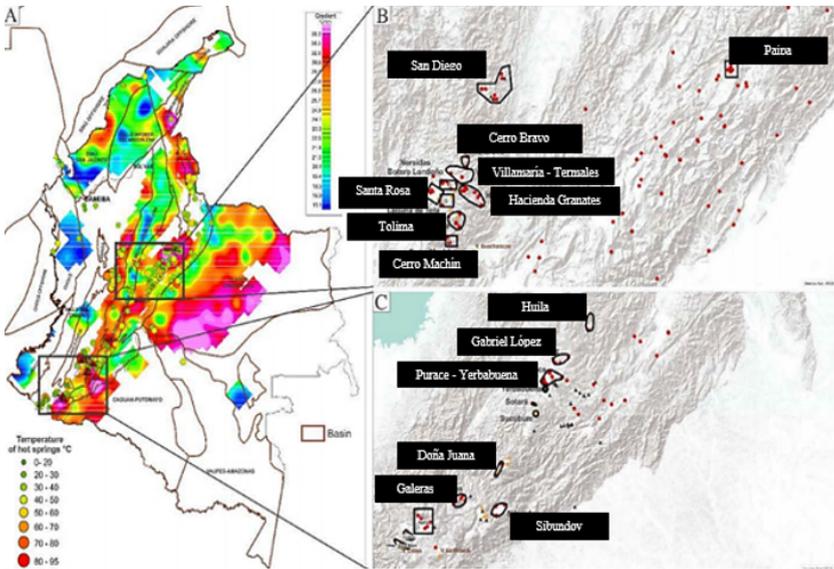


Figura 1 - A) Mapa de potencial geotérmico de Colombia, destacando las zonas con mayor potencial; B) Área correspondiente al sistema geotérmico de la región andina - central y, C) Área correspondiente a la región andina – suroccidental del país.

Estas áreas muestran un alto potencial para generación eléctrica, donde se destaca el VNR como la zona más estudiada del país. Cuenta con una geología fundamentada en depósitos de origen volcánico que se encuentran en contacto con el complejo de Cajamarca (Aguilera et al., 2019). De acuerdo con Velez et al., 2018, a través de un modelamiento numérico 2D de transferencia de calor y de conductividad térmica de la roca a escala del reservorio, fue posible estimar un potencial geotérmico entre 54 MWt y 130 MWt.

Asimismo, dentro de estas zonas se destaca Cerro Machín, con temperaturas de fluido geotérmico en reservorio cercanas a los 250°C, mediante la estimación con geotermómetros Na/K. Para modelos Entalpía – Sílice, se estima una temperatura de 245°C y, para el modelo Entalpía – Cloruros, una temperatura que puede llegar a los 300°C. La actividad geotérmica corresponde a descargas de agua y gas cerca al volcán, en ríos y corrientes. De acuerdo con Alfaro et al. (2002), las aguas termales propias de esta zona presentan altas concentraciones de bicarbonato y una temperatura de descarga estimada entre 40°C y 94°C.

Finalmente, dentro de este grupo, se encuentra el Chiles – Cerro Negro, ubicado en la cordillera occidental, en el departamento de Nariño. Para este caso, mediante la medición por geotermómetros de gas, se logró estimar una temperatura de yacimiento de alrededor de 230°C predominantemente asociada a rocas del terciario volcánico. La descarga de los fluidos geotérmicos allí presentes se relaciona con corrientes de alta concentración de  $(\text{HCO}_3^-)$ -1 a una distancia, tal como lo plantea Aguilera et al. (2019), de más de un kilómetro al este del volcán Chiles. Estudios realizados por la compañía nacional ISAGEN y por la compañía CELEC – EP (Corporación de Electricidad de Ecuador), se logró estimar un potencial geotérmico de 138 MW.

Por otro lado, se encuentran las zonas asociadas a cuencas sedimentarias con la estimación de un gradiente geotérmico máximo en el rango de 60-65°C/km correspondiente, y tal como se muestra a la Figura 1, a la cuenca de los Llanos Orientales. Actualmente, de acuerdo con Aguilera et al. (2019) las regiones con un estimado potencial geotérmico alto no han sido documentadas ni se ha registrado la medición directa de la temperatura. Sin embargo, tal como lo expone Alfaro et al. (2015), en el estudio de transferencia de calor en esta cuenca de Colombia, correspondiente en términos estratigráficos a una unidad del cenozoico, y basado en estudios del SGC (Servicio Geológico Colombiano), se cuenta con datos de 1660 pozos de la industria del petróleo y 104 corrientes que permiten establecer el comportamiento geotérmico de esta región del país.

De esta manera, y basado en las temperaturas de fondo de pozo (BHT por sus siglas en inglés) se logró establecer una relación entre la geometría de la cuenca y la variación del gradiente geotérmico, obteniendo valores entre 8°C/km y 59°C/km con un promedio de 27,9°C/km que incrementa al este y al sur de la misma. Con base a esto, una vez identificadas las zonas con un alto potencial de este recurso en Colombia, se procede a evaluar el sistema de perforación, completamiento y finalmente, producción de un sistema geotérmico, específicamente, de vapor de baja entalpía.

## 2.4 Producción de un yacimiento geotérmico de vapor

En lo que corresponde a la producción de un yacimiento geotérmico, para el caso de estudio un yacimiento de vapor de baja entalpía, es fundamental identificar cómo está dado el sistema de producción, las variables a considerar y finalmente, los equipos en superficie que se deben utilizar para generar electricidad a partir de la recuperación de este recurso del subsuelo.

En primer lugar, es válido mencionar que el vapor como fluido geotérmico puede encontrarse en yacimiento en tres formas o bien, en tres fases dependiendo de las propiedades termodinámicas del sistema

en subsuelo, es decir, a las condiciones iniciales del reservorio. Dependiendo de la temperatura del recurso, en este caso, vapor, el sistema de explotación puede estar dado mediante cámaras flash, ciclos binarios o, para el caso de vapor saturado seco, éste puede suministrarse directamente a la turbina para la generación de electricidad.

En lo que corresponde al caso de estudio, se destacan los yacimientos de vapor saturado seco y se caracterizan por contar con propiedades termodinámicas (presión y temperatura) superiores a las condiciones de saturación. Por ende, estos yacimientos no producen líquido. Este fluido pasa, en superficie, a través de un secador para eliminar el contenido de agua y posteriormente se suministra a la turbina. Estos sistemas trabajan con flujos completos y, por ende, cuentan con una mayor capacidad de generación.

Barbier (2002) establece que geológicamente este tipo de yacimientos son similares a los de vapor húmedo, pero con una capacidad de transferencia de calor mayor. Previa investigación establecen que presentan bajas permeabilidades y que, además, composicionalmente cuentan con otros gases, principalmente  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ .

Para la producción de los yacimientos asociados a este tipo de fluidos y consecuentemente para el caso de interés, los de vapor de baja entalpía, es importante considerar uno de los factores que mayor incidencia tiene en la recuperación de este recurso, el diseño y/o selección de la tubería de producción. Se debe seleccionar el diámetro apropiado para que no se presente una excesiva caída de presión entre la cara y la cabeza del pozo.

Una vez inicia la producción, por fenómenos físicos, en fondo de pozo se da una caída de presión que permite que el vapor del yacimiento suba a través de la tubería a superficie. En este punto, es fundamental considerar la densidad del fluido de interés: para valores bajos, el vapor fluye con mayor facilidad en comparación con un vapor de alta densidad, bajo las mismas condiciones de presión y temperatura. Sin embargo, y de acuerdo a Gupta et al. (2007), altas velocidades pueden llegar a causar daños a la tubería, especialmente aquellas que son mayores a 60 m/s. Generalmente, estas deben mantenerse en el rango de 20 a 50 m/s, incluso para tuberías cuyo diámetro es mayor a las que normalmente se instalan para producción. Asimismo, siguiendo con lo planteado por Gupta et al. (2007), el análisis de las caídas de presión a lo largo del sistema está también asociadas a la resistencia al flujo por fricción y los cambios de diámetro debido, principalmente, a las juntas de la tubería.

De esta manera, con base a los aspectos mencionados, se logró establecer una relación matemática para una presión dada y una longitud de tubería con el propósito de definir el radio de la tubería de producción para un sistema de vapor. Tal es el caso de Uchiyama y Matsuura (1970), que utilizaron la siguiente expresión para una de las

centrales geotérmicas de vapor más importantes del mundo, Matsukawa en Japón.

$$r = \frac{1}{2} \left( \frac{0,785 w v}{3600 U} \right)^{1/2} \quad (1)$$

Donde  $r$  es el radio interno de la tubería (ID, por sus siglas en inglés),  $w$  la cantidad de vapor de descarga,  $v$  volumen específico del vapor húmedo al 30% y  $U$  corresponde a la velocidad.

Otro aspecto a tener en cuenta en la producción de vapor son las pérdidas de calor. Estas pueden reducirse gracias a una cubierta aislada en la tubería que sin embargo llega a ser limitada. Además de esto, parte del vapor, a lo largo de la línea de producción, se condensa y, por ende, se hace necesaria la instalación de mangas, o bien, recipientes para el almacenamiento de este líquido ya que, de no controlarse, puede afectar el sistema, por ejemplo, por alto contenido de sal puede llegar a afectarse tanto la tubería como la turbina en superficie. En la producción de los yacimientos de vapor, las válvulas en cabeza de pozo se mantienen abiertas de manera controlada. En caso de que la presión en cabeza de pozo sea extraordinariamente alta, se requiere la instalación de un acelerador.

Gupta et al. (2007), establece que para determinar si hay suficiente vapor en la tubería a lo largo de la producción, se requiere la conexión de más de la cantidad mínima de pozos en la línea principal. Para el caso de exceso de vapor, se utiliza una válvula de ventilación que, además, permite regular las fluctuaciones relacionadas con los requisitos de descarga de este recurso en superficie. Asimismo, el sistema se controla mediante válvulas de seguridad que, en cabeza de pozo, no permiten aumentos en la presión con el fin de evitar que la integridad del pozo se vea afectada.

## 2.5 Facilidades de superficie y generación de electricidad

Una vez el vapor pasa del yacimiento a cabeza del pozo, se da inicio al proceso, para el caso de estudio, de la generación de electricidad mediante una planta. A continuación, se describen las unidades/facilidades de superficie que permiten que el calor del fluido geotérmico sea aprovechado.

En primer lugar, es fundamental destacar que el sistema en facilidades esta dado en función de la capacidad de generación eléctrica que tiene el fluido geotérmico, como se ha venido mencionando a lo largo de este trabajo de investigación. Este aspecto define si se deben instalar o no cámaras flash, condensadores, ciclos binarios o si el

fluido puede pasar directamente a la turbina para la generación de electricidad. Las propiedades termodinámicas son la herramienta que permiten analizar el comportamiento del proceso y, consecuentemente, definir si los fenómenos físicos involucrados en la generación de electricidad a partir de vapor saturado seco cumplen con los requerimientos para tener procesos eficientes y consecuentemente, rentables.

Con base a diferentes investigaciones, Chamorro et al. (2012) establece la eficiencia exergética como un parámetro fundamental y característico del funcionamiento de plantas de generación eléctrica. Para el caso de una planta de vapor seco se logra establecer la siguiente relación matemática, que permite calcular esta eficiencia.

$$\varphi_{VS} = \frac{n_{vs} * w}{e} \quad (2)$$

Donde  $n_{vs}$  corresponde a la eficiencia energética de la planta, generalmente asociada a un valor de 95%,  $w$  indica el trabajo específico por unidad de masa en la turbina y  $e$  corresponde a la exergía específica.

Asimismo, el comportamiento del sistema se puede describir a través de otras ecuaciones termodinámicas. Estas corresponden principalmente a el estado que Moya et al. (2018) denominan proceso de expansión de la turbina. Este proceso se representa en la figura 3, donde se muestra el comportamiento de la entropía ( $s$ ) a lo largo de la producción del fluido geotérmico y en función, particularmente, del cambio en la temperatura en la entrada y salida de la turbina y en la salida del condensador.

$$w_t = h_1 - h_2 \quad (3)$$

$$n_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}} \quad (4)$$

$$\dot{W}_t = \dot{m}_s(h_1 - h_2) \quad (5)$$

$$\dot{W}_e = n_g \dot{W}_t \quad (6)$$

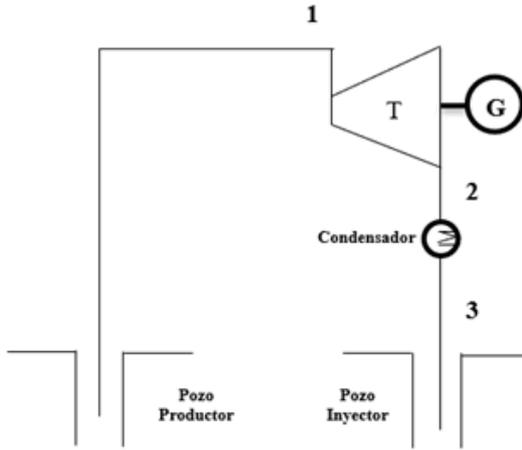


Figura 2 - Esquema simplificado de una planta de generación a partir de un yacimiento de vapor. T: Turbina, G: Generador.

Los números 1, 2 y 3 representan los estados mostrados en el diagrama T – s, Figura 3 (CHAMORRO et al., 2012)

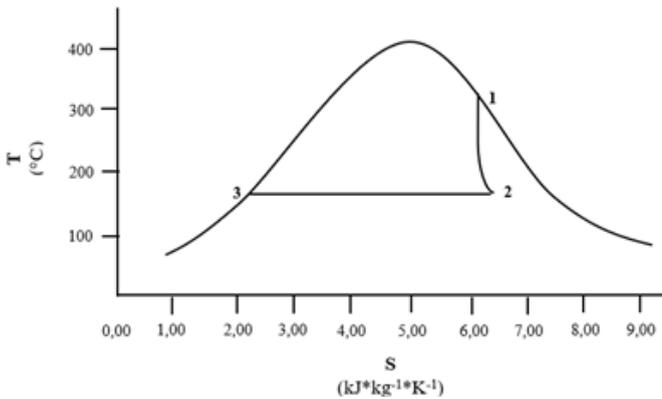


Figura 3 - Estados mostrados en diagrama T – s

### 3. CONCLUSIONES

Colombia, gracias a las condiciones geotectónicas que lo definen, es un país que cuenta con un alto potencial geotérmico. Esto permite establecer la importancia de desarrollar proyectos asociados a este tipo de energía, mediante las técnicas extractivas apropiadas que contribuyan en la reestructuración de la matriz energética y, además, en la búsqueda de la suficiencia energética.

De esta manera, es fundamental identificar los sistemas geotérmicos que se destacan a nivel mundial (Japón, Italia, Estados Unidos, Nueva Zelanda, etc.), para poder establecer vínculos académicos e investigativos con el fin de adquirir los conocimientos técnicos y de ingeniería necesarios para desarrollar este tipo de sistemas en un país como Colombia.

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUILERA, P., et al. (2019, November). COLOMBIA—A GEOTHERMAL OPPORTUNITY. In Proceedings 41st New Zealand Geothermal Workshop (Vol. 25, p. 27).

ALFARO, C., ALVARADO, I., & MANRIQUE, A. (2015). Heat Flow Evaluation at Eastern Llanos Sedimentary Basin, Colombia. In Proceedings

BARBIER, E. (2002). Geothermal energy technology and current status: an overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(1-2), 3–65.

CHAMORRO, C. R., et al. (2012). World geothermal power production status: Energy, environmental and economic study of high enthalpy technologies. *Energy*, 42(1), 10–18.

GRINDLEY, G. W. (1970). Subsurface structures and relation to steam production in the Broadlands geothermal field, New Zealand. *Geothermics*, 2, 248-261.

GUPTA, H., & ROY, S. (2007). ASSESSMENT AND EXPLOITATION. *Geothermal Energy*, 121–164.

HANANO, M. (2003). Sustainable steam production in the Matsukawa geothermal field, Japan. *Geothermics*, 32(3), 311-324.

HIRAKAWA, S. (1982). Geothermal Field Development System. Offshore South East Asia Show.

INTANI, R. G., et al. (2020). Improving the conceptual understanding of the Darajat Geothermal Field. *Geothermics*, 83, 101716.

MORRIS, C. J., MROCZEK, E. K., & MISA, T. N. (2019). Geothermal steam condition performance monitoring. *Geothermics*, 81, 101-112.

MOYA, D., ALDÁS, C., & KAPARAJU, P. (2018). Geothermal energy: Power plant technology and direct heat applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 889–901.

PHAIR, K. (2016). Direct steam geothermal energy conversion systems. *Geothermal Power Generation*, 291–319.

WHITING, R. L. (1974). *Drilling And Production Techniques In Geothermal Reservoirs*. SPE Deep Drilling and Production Symposium.

WHITING, R. L., & RAMEY, H. J. (1969). Application of Material and Energy Balances to Geothermal Steam Production. *Journal of Petroleum Technology*, 21(07), 893–900.

## **RENOVABIO, UMA ANÁLISE SOBRE O PROGRAMA E SUA INFLUÊNCIA NO DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DO BIOMETANO**

Maxiane Cardoso<sup>1</sup>  
Hirdan Katarina de Medeiros Costa<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Universidade de São Paulo*

DOI: 10.47168/rbe.v26i3.573

Recebido em: 12.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

### **RESUMO**

O presente artigo analisou múltiplas fontes de informações, com utilização de dados secundários, em pesquisas bibliográficas e documental, de natureza qualitativa, com objetivo de apurar o desenvolvimento da produção do biometano após o advento do RenovaBio. Nesse sentido foi traçada uma linha histórica do Programa e de toda sua operação, feito um breve relato sobre os biocombustíveis no país e apresentada uma análise do mercado de biometano, assim como perspectivas para o setor. O RenovaBio surgiu a partir da necessidade de redução de gases de efeito estufa (GEE) e considerando os compromissos assumidos pelo Brasil quando assinou o Acordo de Paris em 2016. O Programa se estruturou diante a participação de diversos agentes, baseado em conceitos econômicos bem fundamentados, determinou metas nacionais para redução das emissões de GEE, pelas quais as distribuidoras de combustíveis fósseis deverão adquirir os CBios, que são certificados emitidos pelos produtores de biocombustíveis, de acordo com sua nota de eficiência.

Palavras-chave: Biometano, RenovaBio, CBios, Biocombustível.

### **ABSTRACT**

In this paper, secondary data and bibliographical and document surveys were qualitatively analyzed in order to verify the development of biomethane production after the creation of RenovaBio. This analysis was used to trace the full history of the RenovaBio program and its operations, make a brief report about biofuel in Brazil, analyze the relationship between RenovaBio and the biomethane market, and the perspectives for the biomethane sector. RenovaBio came into being as a result of the need to reduce greenhouse gases (GHG) when Brazil joined the Paris Accords in 2016. Various agencies and organizations

participated in the creation of the program, which was based on well-documented economic concepts. RenovaBio defined Brazilian goals for GHG emissions through which fossil fuel distributors must acquire CBios, which are certificates emitted by biofuel producers, based on their efficiency rating.

Keywords: Biomethane, RenovaBio, CBios, Biofuel.

## 1. INTRODUÇÃO

O RenovaBio representa a Política Nacional dos Biocombustíveis (Lei nº 13.546/2017), que surgiu para amparar o governo brasileiro diante do compromisso assumido na ratificação do Acordo de Paris, em 2016. Para honrar este acordo, o Brasil se comprometeu a aumentar a participação dos biocombustíveis na matriz energética brasileira, e reduzir em 37% as emissões de carbono até 2025, tendo por base resultados de 2005. Com objetivo de promover a descarbonização do setor de transportes no Brasil, o Programa se encontra baseado em três instrumentos: (i) as metas de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa (GEE), (ii) a certificação de biocombustíveis, e (iii) os Créditos de Descarbonização (CBios) (MME, 2020).

O Programa direciona não apenas um modelo para a redução de emissões de carbono, mas também fornece previsibilidade para sustentabilidade ambiental, econômica e social sobre o papel dos biocombustíveis na matriz energética brasileira. Dentro dessa visão estratégica, incentiva uma expansão mais adequada da produção e uso dos biocombustíveis em relação à segurança energética e à mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) no setor de transportes.

Ele pode ser traduzido em um mercado de crédito de carbono com metas definidas para a sua execução, baseado no volume comercializado de combustíveis fósseis por cada distribuidor, que deverá compensar as emissões geradas por esses combustíveis com a compra dos certificados, os CBios. Segundo definição da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2017), essa política estabelece um arcabouço legal, político, e regulatório que contribui para superar os desafios técnicos e econômicos enfrentados pelo setor.

Desta forma o objetivo deste artigo é analisar avanços na produção do biometano no Brasil em decorrência do Programa RenovaBio, buscando mensurar seus resultados mercadológicos e as plantas em operação. Para tanto, apresentaremos um breve histórico da estruturação do Programa e seus agentes participantes, em seguida serão abordados conceitos básicos sobre os principais biocombustíveis, com ênfase no biogás, e por conseguinte, no biometano. Então, discorreremos sobre os princípios econômicos que

nortearam o Programa e suas regras de comercialização. Por fim, apresentaremos o biogás na matriz energética brasileira e fatos atuais do biometano.

## 2. HISTÓRICO

Em 2017, o governo brasileiro criou o Programa RenovaBio através do Ministério de Minas e Energia (MME) com objetivo de avaliar e propor o aprimoramento das políticas e de aspectos regulatórios dos biocombustíveis. O Programa busca gerar benefícios ambientais, sociais e de saúde pública, incentivar investimentos privados, promover a geração descentralizada de renda e aprimorar a eficiência energética no uso de biocombustíveis.

As regras de comercialização para os biocombustíveis foram embasadas nos seguintes princípios (MME, 2018):

- Competitividade e eficiência econômica ao longo da cadeia produtiva com a diversificação dos agentes e alinhamento ao desenvolvimento energético sustentável;
- Sustentabilidade técnica, econômica, socioambiental e financeira na ampliação da participação dos biocombustíveis na matriz energética, visando a consolidação de um sistema nacional de inovação em economia de baixo carbono;
- Clareza, transparência e estabilidade das políticas com regras para coordenar expectativas dos agentes econômicos e reduzir as incertezas de investimentos, buscando a geração de um ambiente de negócios propício à ampliação da participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional, que contribua para o desenvolvimento energético sustentável do país;
- Consistência das políticas com o arcabouço geral e com a visão estratégica de futuro do país, que busca incrementar o seu desenvolvimento energético sustentável, reconhecendo e valorando as externalidades geradas pelos biocombustíveis a fim de prover os sinais econômicos corretos aos agentes de mercado;
- Convergência entre os objetivos das políticas de biocombustíveis e de combustíveis fósseis, observando uma ótica integrada de planejamento, que seja capaz de fomentar a competitividade, a eficiência econômica, a consistência e a harmonia do setor energético como um todo, garantindo a segurança do abastecimento e a previsibilidade de longo prazo.

Diante desse cenário há um envolvimento de diversos atores para viabilizar todo arcabouço teórico e prático. O Programa é estrutu-

rado com múltiplos agentes, o que denota complexa governança para fins de atingir suas metas. Por esse motivo, o papel do MME e da Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é fundamental para manter a uniformidade e a estabilidade do Programa.

### 3. BIOCOMBUSTÍVEIS

No setor de biocombustíveis brasileiro, o etanol é o principal energético, que se desenvolve continuamente desde a criação do Programa Pró Álcool na década de 1970, criado com o objetivo de reduzir a dependência das importações de petróleo e derivados, após o primeiro choque do petróleo.

A partir de 2000, o etanol entra com mais força no mercado, quando havia uma tendência de aumento dos preços do petróleo, e o surgimento dos veículos *flex fuel* em 2003. A crise econômica de 2008 afetou em grande medida sua produção e, com a queda do patamar dos preços do petróleo e políticas de preço da gasolina, o impacto na indústria sucroenergética gerou endividamento e estagnação. Recentemente, o país produziu cerca de 35 milhões m<sup>3</sup>/ano, entre o etanol hidratado e o anidro, representando 18,8% da matriz energética do setor de transporte (BEN 2019).

Outro produto importante desse mercado é o biodiesel, que surge com o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (2005), com base normativa para produção e comercialização. A mistura de biodiesel (B100) ao diesel fóssil é definida pela Lei nº13.263 (BRASIL, 2016). Toda produção deve ser comercializada através de leilões e o PNPB está vinculado ao “Selo Combustível Social”, garantindo que empresas detentoras dos selos concorram prioritariamente à venda de 80% do volume total a ser arrematado. A produção atual atinge o número de 5,9 milhões m<sup>3</sup>/ano e representa uma participação de 4,4% na matriz energética do setor de transporte (BEN 2019).

O biogás é o resultado do tratamento de resíduos domésticos agropecuários e industriais, por meio da biodegradação anaeróbica, ou seja, na ausência de oxigênio (CIBILOGAS, 2015); é um recurso energético de origem sustentável, produzido através da decomposição anaeróbica da matéria orgânica presente em diversos efluentes (esgoto sanitário ou vinhaça, por exemplo), resíduos sólidos urbanos, resíduos ou cultura agrícolas. E o biometano é resultado de um processo de limpeza e purificação do biogás, tornando-se um gás compatível com gás natural (GN), por isso também considerado um biocombustível elegível a participar do Programa.

Na matriz energética brasileira é possível averiguar a participação do biogás, porém na análise do setor de transportes o biometano não aparece devido sua utilização ser ainda muito pequena, não traduzindo em participação efetiva.

Trazendo os princípios do RenovaBio, o biometano se apresenta como uma alternativa viável para a transição limpa dos combustíveis fósseis para os renováveis. Sua importância na participação da matriz energética está na diversificação e aumento da segurança energética, além dos benefícios econômico, social e ambiental.

#### 4. ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS ECONÔMICOS E REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

Externalidades são efeitos colaterais, impactos de ações praticadas por um agente sobre o bem estar de outros agentes que não estão necessariamente inseridos na mesma ação. Segundo Mankiw (2009), são explicadas por falhas de mercado, podendo ser externalidade negativas, quando produzem efeitos maléficos aos terceiros, ou positivas, quando causam efeitos benéficos.

O RenovaBio tem como prerrogativa a valorização dos benefícios ambientais gerados pela utilização dos biocombustíveis, que são medidos pela quantidade GEE que deixa de ser emitido na atmosfera devido à substituição dos combustíveis fósseis, se enquadrando como uma externalidade positiva.

Em um mercado de concorrência perfeita, oferta e demanda tendem ao equilíbrio. Segundo Mankiw (2009), esse equilíbrio pode ser representando graficamente, demonstrando a maximização dos excedentes do consumidor e do produtor (Figura 1).

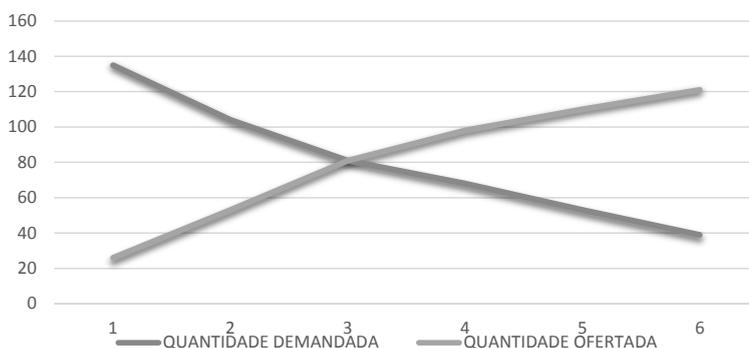


Figura 1 - Equilíbrio oferta - demanda

O consumo de combustíveis fósseis produz uma externalidade negativa, um alto índice de emissão de GEE, e o RenovaBio interfere no equilíbrio quando incentiva a produção de biocombustíveis, indiretamente por não se tratar de um imposto e/ou subsídio à produção. Segundo Mankiw (2009), o mercado privado pode ser eficiente, e o Teorema de Coase explica que se os agentes econômicos privados puderem negociar sem custo de alocação de recursos, encontrarão solução para o problema das externalidades, o que levará a uma alocação de recursos eficiente.

Criou-se um sistema através do qual a produção de biocombustíveis precisa de uma validação de eficiência, uma nota para avaliar o quão sustentável e eficiente foi seu processo produtivo, com base na avaliação do ciclo de vida (ACV) do produto. Um processo de base científica que busca quantificar o volume de GEE gerado por um determinado produto ao longo de sua cadeia produtiva. O RenovaBio considera as fases de produção da matéria prima (fase agrícola) e da produção industrial. A nota de eficiência energética ambiental representa a diferença entre a intensidade de carbono (IC) do combustível fóssil substituto e o IC do biocombustível produzido, segundo SOARES (2020). Essa nota deverá ser fornecida e validada por empresa certificada e credenciada junto a ANP, conforme exposto e apresentado na Resolução no 758 ANP.

Ao centralizar a avaliação na IC de cada combustível, com potencial de promover ganhos de eficiência energética na produção e no uso de biocombustíveis, aqueles que possuem menores níveis de emissões associadas poderão emitir um número maior de CBios para comercialização, incentivando o produtor a investir em processos menos intensivos em carbono, diferenciando os produtos e valorizando produção com melhores aproveitamento energéticos.

A nota de eficiência do processo produtivo, e do fator para emissão de CBios, são divulgados no site da ANP, através da planilha Certificados Aprovados. As empresas produtoras poderão emitir seus CBios e comercializar na bolsa de valores. Não existe um valor pré-estabelecido, apenas o custo de sua escrituração junto ao agente financeiro responsável por sua comercialização.

A demanda de CBios terá por objetivo atender as metas de redução de GEE, determinadas, conforme visto acima, pela Resolução no15 do CNPE, com os limites inferior e superior também já estabelecidos, conforme representados na Figura 2.

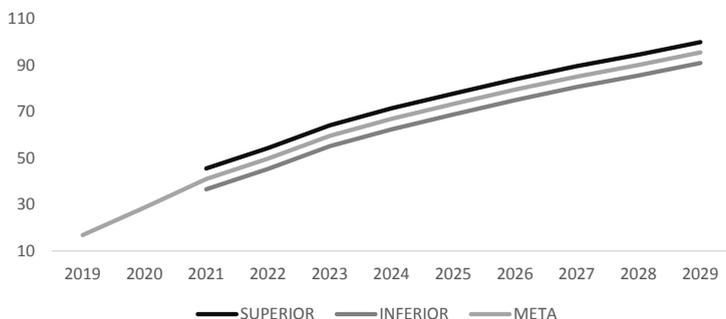


Figura 2 - Metas para redução de emissões via CBios

As metas de CBios expostas na figura foram repartidas para as distribuidoras de combustíveis, e sua divulgação realizada pela ANP. Tais metas foram definidas com base no volume de combustíveis fósseis comercializados no ano anterior. A figura abaixo apresenta a meta das principais distribuidoras – Figura 3 – indicando que três delas demandam 66% do total de CBios emitidos, sendo os restantes 34% divididos entre 131 distribuidoras.

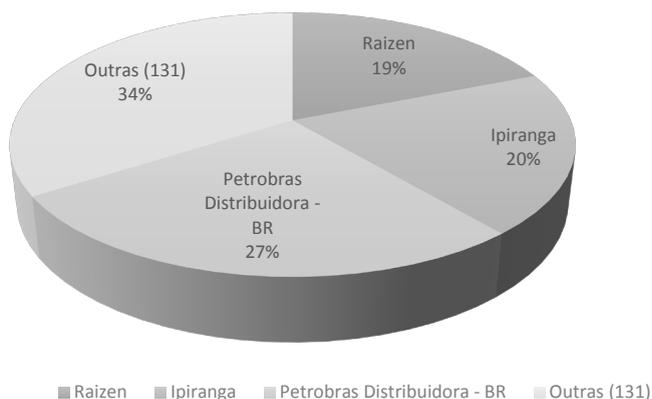


Figura 3 - Metas das distribuidoras de combustíveis

A oferta dos CBios acontecerá através da Bolsa de valores, sendo as distribuidoras consideradas como parte obrigada a comprar, enquanto qualquer outro agente do mercado, parte desobrigada, poderá

adquirir e comercializar tais certificados; portanto seu valor estará sujeito às forças de oferta e demanda. Ou seja, o mercado irá precificar, após todo arcabouço legal ser traçado e implementado, e em negociações futuras os resultados serão avaliados. Não há preços mínimo ou máximo estipulados, e há uma expectativa de valores de acordo com mercados internacionais, em torno de U\$10,00/CBio, preço médio dos créditos de carbono.

## 5. BIOGÁS NA MATRIZ ENERGÉTICA

A EPE em seu último relatório (BEN2019) sobre a matriz energética brasileira, diz que temos 45,3% de nossa energia suprida através de fontes renováveis. Dentro das renováveis encontramos lixo e outras (6,9%), grupo no qual é possível identificar a participação do Biogás, que responde por 1%, e com uma variação de crescimento da ordem de 6,7% em relação ao período anterior.

Segundo BLEY (2015), o biogás é uma fonte de energia que pode gerar diversos impactos ambientais, sociais e econômicos. É uma alternativa para o aumento da sustentabilidade nos processos produtivos, e o fechamento de um ciclo de produção.

Sua versatilidade, associada ao desempenho operacional, chama atenção dado o seu mercado potencial. A Abiogás (2020) divulgou que o potencial produtivo no Brasil chega a 50,4 milhões m<sup>3</sup>/dia, estando assim distribuído: o setor sucroenergético responde por 49%, seguido pelo agropecuário, com 44%, e o saneamento com 7%. Atualmente a produção de biogás é de 3,1 milhões m<sup>3</sup>/dia, e tem no saneamento seu maior produtor, respondendo por 2,5 milhões m<sup>3</sup>/dia, 80% da produção diária. Isso demonstra a necessidade de desenvolvimento do mercado de maior potencial de produção, o setor sucroenergético, objetivando conquistar resultados que impactem na matriz energética.

Mariani (2018) cita que, dentre as barreiras enfrentadas por esse setor, inexistem políticas específicas relacionadas ao biogás. O RenovaBio pode incentivar a produção de biometano, como um combustível que atende aos requisitos da sustentabilidade, evitando emissão de GEE dos resíduos sólidos e suprimindo eficientemente o setor de transporte. Quanto à questão financeira, Santos (2019) relata sobre que os custos relacionados ao biogás atuam como forte barreira, diante dos altos investimentos envolvidos e o baixo nível de incentivos ao setor.

O biometano pode contribuir com emissões negativas de GEE, por causa da redução das emissões na disposição de resíduos orgânicos. Porém o arcabouço legal brasileiro ainda não apresenta condições estruturadas para seu desenvolvimento. O RenovaBio é uma alternativa muito mais mercadológica, pois não há incentivos diretos, diferente dos outros biocombustíveis apresentados anteriormente.

Atualmente, segundo a Cibiogas, o Brasil conta com oito plantas produtoras de biometano, sendo apenas duas de grande porte, com injeção na rede de GN, que são os casos de Fortaleza-CE e Seropédica-RJ.

Tabela 1 - Produção de biometano Brasil

Setor	Município	UF	Porte	Produção	
				Nm <sup>3</sup> /dia	Nm <sup>3</sup> /dia
Aterro Sanitário	Fortaleza	CE	grande	85.000	31.025.000
Aterro Sanitário	Seropédica	RJ	grande	114.000	52.560.000
Codigestão	Montenegro	RS	medio	10.000	3.650.000
Codigestão	Foz do Iguaçu	PR	pequeno	520	189.000
Codigestão	Castro	PR	pequeno	1.200	438.000
Agropecuária	Concórdia	SC	pequeno	25	9.125
Agropecuária	Patos de Minas	MG	pequeno	350	127.750
Tratamento de Esgoto	Franca	SP	pequeno	2.500	438.000
			<b>TOTAL</b>	<b>213.595</b>	<b>88.436.875</b>

Ressalta-se que aqui a análise ficou limitada ao biometano, não à produção total do biogás no país, pois o programa analisado, RenovaBio, é direcionado a biocombustíveis para o setor de transporte. No caso do biogás o único produto que pode ser contemplado por tal programa é o biometano.

Analisando os certificados aprovado pela ANP, tem-se 208 produtoras já certificadas, sendo que 189 são produtoras de etanol, hidrato e/ou anidro, correspondendo a 90% do total de certificações, enquanto o biometano possui apenas uma empresa certificada. Os dados apresentados demonstram que o setor sucroenergético é o majoritário, e os resultados financeiros gerados poderão, em um segundo momento, ser revertidos em produção de biometano. Isso poderá implicar aumento na produção de etanol, gerando aumento na quantidade de resíduos, que podem resultar produção de biometano. O resultado pode ser emissões negativas de GEE, maior nota de eficiência, mais CBios e mais recursos financeiros para o setor.

## 6. CONCLUSÕES

O RenovaBio, enquanto política e regulação para o setor de biocombustíveis, vem cumprindo seu papel, com regras claras e mecanismos que garantem uma previsibilidade ao setor.

A comercialização dos CBios na bolsa de valores demonstra que o mercado está atento às questões ambientais e entende a necessidade de reduzir as emissões de GEE. Mesmo diante do desafio enfrentado pela economia em 2020, discussões e consulta pública, aberta pelo MME, para revisão das metas obrigatórias, já aconteceu venda de CBios a agentes não obrigados, numa demonstração clara de que há mercado para comercialização desses ativos.

Discussões ainda em curso sobre taxas e impostos devidos à movimentação financeira relativa ao CBios tendem a ser um outro capítulo. Por se tratar de um ativo monetário com “pegada verde” é esperado que tais impostos sejam nulos, ou no mínimo inferiores aos praticados hoje. É o que se observa no cenário mundial. Caso contrário, o Brasil terá uma das maiores tributações mundiais para um ativo ambiental.

Porém, no que se refere ao incremento da produção de biometano os resultados são muitos incipientes, e não há dados para uma análise mais criteriosa e conclusiva. A produção desse biocombustível vem crescendo e há grandes expectativas, mas ainda não decolou e, até o momento, o RenovaBio não demonstrou ser capaz de alavancar investimentos para a sua produção.

Conclui-se que políticas e regulamentações mais específicas ainda se fazem necessárias, principalmente no que se refere aos investimentos iniciais e garantias quanto à injeção do biometano na rede. Enxerga-se que ainda se faz necessário o amadurecimento do setor para que se atinja o desenvolvimento desse biocombustível. É desejado desenvolvimento completo e estruturado na geração de energia, de combustíveis, de emprego e renda.

## 7. AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio do RCGI – Research Centre for Gas Innovation, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2014/50279-4) e Shell Brasil, bem como a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório de P&D.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIOGAS. Potencial brasileiro de biogás por fonte em 2018. Disponível em: [abiogas.org.br](http://abiogas.org.br). Acesso em: 24 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GÁ NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. RenovaBio. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/renovabio>. Acesso em: 27 mai. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Metas individuais e compulsórias. Disponível em: [anp.gov.br](http://anp.gov.br). Acesso em: 26 jun. 2020.

BIOGÁS UM BLOG SOBRE BIOECONOMIA. Renovabio Parte II - Como funciona o mercado de CBios e qual a importância do RenovaBio para a Bioeconomia?. Disponível em: <https://bio-soares.blogspot.com/2020/05/renovabio-parte-ii-como-funciona-o.html>. Acesso em: 5 jun. 2020.

BLEY, C. Biogás: A energia invisível. 1. ed. Foz do Iguaçu: CibioGas, 2015. p. 48-50.

BRASIL. LEI Nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio).

BRASIL. LEI Nº 13.263, de 23 de março de 2016. Dispõe sobre os percentuais de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado no território nacional.

BRASIL. Resolução ANP nº 758, de 23 de novembro de 2018. Regulamenta a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis de que trata o art. 18 da Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, e o credenciamento de firmas inspetoras.

BRASIL. Resolução CNPE Nº 15, de 24 de junho de 2019. Estabelece as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis.

CIBIOGAS ENERGIAS RENOVÁVEIS. Biogasmap. Disponível em: [mapbiogas.cibioGas.org](http://mapbiogas.cibioGas.org). Acesso em: 24 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. BEN 2019. Disponível em: [epe.gov.br](http://epe.gov.br). Acesso em: 14 mai. 2020.

MANKIW, N. G. Introdução à Economia: Capítulo 10 - Externalidades. 3. ed. São Paulo: Cengage, 2009. p. 203-222.

MARIANI, L. Biogás: diagnóstico e proposta de ações para incentivar seu uso no Brasil. 2018. Tese (doutorado) Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas, SP.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel. Disponível em: [mme.gov.br](http://mme.gov.br). Acesso em: 11 mai. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. RenovaBio. Disponível em: [mme.gov.br](http://mme.gov.br). Acesso em: 23 jun. 2020.

SANTOS, M. M. Políticas públicas e regulamentação que propiciem o desenvolvimento sustentável da cadeia produtiva do biogás no setor industrial e agroindustrial do Estado de São Paulo. 2019. 105 f. Tese (Pós-Doutorado) - Curso de Energia e Ambiente, Instituto de Energia e Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

SOARES, Gustavo. RenovaBio Parte II - Como funciona o mercado de CBios e qual a importância do RenovaBio para a Bioeconomia?. BIOGÁS UM BLOG SOBRE BIOECONOMIA. Disponível em: <https://bio-soares.blogspot.com/2020/05/RenovaBio-parte-ii-como-funciona-o.html>. Acesso em: 5 jun. 2020.

## **UMA ANÁLISE DA POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL DO BNDES PARA O SETOR DE ENERGIA EÓLICA À LUZ DOS ARGUMENTOS PRESENTES NA LITERATURA ECONÔMICA**

Welinton Conte Ferreira

*Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro*

DOI: 10.47168/rbe.v26i3.574

Recebido em: 10.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

### **RESUMO**

O governo brasileiro tem utilizado uma série de políticas com o intuito de desenvolver a cadeia produtiva local do aerogerador, como a Política de Conteúdo local (PCL) do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Este trabalho observou alguns dos resultados da PCL do BNDES e verificou que a mesma aumentou o valor adicionado local da produção do aerogerador, levou ao surgimento de novos players na cadeia produtiva, não resultou em perda de competitividade interna e externa da energia eólica, não afetou a contratação de energia eólica e reduziu o risco cambial do setor eólico.

Palavras-chave: Energia eólica, Política de conteúdo local.

### **ABSTRACT**

The Brazilian government has been using a series of policies in order to develop the wind turbine's local production chain, such as the Local Content Policy (LCP) of the National Bank for Economic and Social Development (BNDES). This work observed some of the results of the BNDES' LCP and found that it increased the local added value of the wind turbine production, led to the emergence of new players, did not result in loss of internal and external competitiveness of wind power, did not affect additions in capacity of wind power and reduced the foreign exchange risk of the wind sector.

Keywords: Wind power, Local content policy.

## 1. INTRODUÇÃO

Num contexto de aumento da demanda por eletricidade e esforços para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), o governo brasileiro vem incentivando nos últimos anos a contratação de fontes renováveis de energia, com destaque para a energia eólica.

Visando maximizar os benefícios da energia eólica o Brasil tem buscado não apenas expandir o uso dessa fonte, mas também desenvolver a indústria eólica local, mais especificamente a produção do aerogerador e seus equipamentos. Para tanto, o país vem utilizando medidas como isenções fiscais, contratação de energia eólica via leilões, políticas de desenvolvimento tecnológico e a Política de Conteúdo Local (PCL) do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

A literatura econômica apresenta uma série de argumentos a favor e contrários ao uso de PCL. Ademais, passados quase cinco anos do fim da última etapa da nova PCL do BNDES para o setor de energia eólica, alguns resultados dessa política já podem ser verificados. Assim, o objetivo deste trabalho é elencar os argumentos a favor e contrários ao uso de PCL em setores de energia presentes na literatura e observar quais desses argumentos já podem ser verificados nos resultados da PCL do BNDES.

O trabalho está dividido em cinco seções, incluindo esta introdução. A seção 2 expõe os argumentos a favor e contrários ao uso de PCL observados na literatura econômica. A seção 3 descreve brevemente a nova PCL do BNDES para o setor de energia eólica. A seção 4 apresenta alguns dos resultados da PCL do BNDES. Por fim, a seção 5 apresenta as conclusões do trabalho.

## 2. ARGUMENTOS A FAVOR E CONTRÁRIOS AO USO DE PCL

Uma PCL consiste na exigência de que as firmas de certo setor direcionem para o mercado local parte de suas compras de insumos, bens e ou serviços. O uso da PCL está associado à avaliação de que a participação desejada dos fatores locais em certo setor não seria alcançada através da simples dinâmica do mercado.

Tordo et al. (2013) destacam os seguintes argumentos a favor de uma PCL: (i) aumento do valor adicionado; (ii) geração de emprego; (iii) desenvolvimento de conhecimento local; e (iv) forma de garantir que a produção local não seja preterida por fatores extra mercados. Já Jimenez et al. (2012) destacam que a PCL em setores que dependem de insumos importados reduziria a dependência de importações e os riscos derivados da variação cambial.

Com relação aos argumentos contrários ao uso de PCL, Tordo et al. (2013) destacam: (i) possível desalinhamento entre instrumentos

e objetivos da política; (ii) ineficiência ou má alocação de recursos; (iii) possível inadequação da PCL com a regulação de comércio internacional; e (iv) possível ineficiência da PCL proveniente da estrutura institucional do país. Outro possível problema do uso de uma PCL seria o atraso na produção e, sobre este ponto, Guimarães (2012) destaca que o sucesso de uma PCL depende da existência de uma capacidade doméstica de produção capaz de assegurar o cumprimento da exigência de conteúdo local.

Nos estudos sobre PCL em setores de energias renováveis há uma série de argumentos a favor e contrários à sua adoção. Os argumentos a favor se dividem entre os benefícios econômicos e ambientais. Os benefícios econômicos seriam: geração de emprego e renda; possibilidade de aumento das exportações; e aumento da arrecadação tributária devido ao aumento da produção. Já os benefícios ambientais estão ligados ao fato de que a adoção da PCL por diversos países faria surgir novos *players* no mercado, o que aumentaria a concorrência e geraria desenvolvimento tecnológico e queda nos preços. A fonte renovável, portanto, se tornaria mais competitiva e seria difundida para outros países (Kuntze e Moerenhout, 2013).

Quanto aos argumentos contrários ao uso de PCL em setores de energias renováveis, destaca-se: o possível aumento no preço da energia; a dúvida em relação à geração de empregos; e o possível impacto negativo sobre o comércio internacional (Stephenson, 2013). Em relação ao comércio internacional, Stephenson (2013) afirma que a PCL reduz as importações já que atua como uma barreira não tarifária. O grau da redução estaria ligado às metas de conteúdo local adotadas: quanto maior for o conteúdo local estipulado, maior será a restrição à importação e, portanto, maior será a proteção dada às empresas locais (Kuntze e Moerenhout, 2013). A consequência deste processo seria um menor incentivo para que as firmas locais se tornem mais eficientes e, dessa forma, haveria menos investimento em processos de inovação, levando a atrasos tecnológicos e ineficiência produtiva.

O Quadro 1 resume os argumentos verificados na literatura e descritos acima.

Quadro 1 - Resumo dos argumentos a favor e contrários a PCL

<b>Argumentos a Favor</b>	<b>Argumentos contrários</b>
a) Aumento do Valor Adicionado.	a) Possível desalinhamento entre os instrumentos e os objetivos da política.
b) Geração de Empregos.	b) Ineficiência ou má alocação de recursos levando ao aumento dos custos de produção.
c) Garantia de não discriminação dos fatores locais por motivos extra mercado.	c) Possível inadequação da PCL com a regulação de comércio internacional.
d) Redução da dependência por produtos importados.	d) Um quadro institucional fraco pode gerar piora no bem-estar da economia local.
e) Redução do risco de desenvolvimento do setor ligado a variação cambial.	e) Possível impacto negativo no comércio internacional.
f) Possibilidade de aumento das exportações.	f) Possibilidade de atraso na produção.
g) Desenvolvimento do conhecimento local.	g) Possível redução do emprego.
h) Aumento da arrecadação tributária.	h) Possível aumento no preço da energia no caso da PCL para fontes renováveis de energia.
i) Surgimento de players no mercado mundial e redução dos preços devido à concorrência.	i) Possível menor incentivo para as firmas se tornarem mais competitivas devido à proteção.

### 3. A PCL DO BNDES PARA O SETOR DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

A PCL do BNDES foi adotada no início dos anos 2000. O BNDES concede crédito para a construção de parques eólicos com prazos maiores e taxas menores do que as disponíveis no mercado, mas exige em contrapartida que os desenvolvedores dos parques comprem aerogeradores de montadoras cadastradas no banco. Para as montadoras se cadastrarem elas devem atender as exigências de conteúdo local.

Até o final de 2012 o BNDES exigia para cadastramento do aerogerador que este possuísse um índice de nacionalização de 60% (em valor), o que fez com que a PCL não fosse direcionada para os setores de maior conteúdo tecnológico, além de não incentivar o aumento da eficiência da produção local de equipamentos, pois eventuais ganhos de eficiência na produção reduziriam o custo dos produtos locais e o índice de conteúdo local alcançado. Esta forma de PCL teve como resultado, basicamente, o aumento da produção local de torres e pás, enquanto a produção dos equipamentos tecnologicamente mais sofisticados, em geral, presentes na nacele, permaneceu quase nula.

Em dezembro de 2012 o BNDES lançou uma cartilha contendo

as novas regras para verificação de conteúdo local dos aerogeradores, o que denominamos de “nova PCL do BNDES”. O objetivo do BNDES era aumentar o conteúdo local de todas as partes do aerogerador, principalmente os equipamentos com alto conteúdo tecnológico. Para tanto, a nova política estabeleceu metas progressivas de conteúdo local e específicas para cada parte do aerogerador (torres, pás, cubo e nacele) e que deveriam ser cumpridas pelas montadoras de acordo com um cronograma pré-estabelecido. Esta metodologia foi dividida em seis etapas, cada uma com duração de seis meses, tendo a primeira iniciado em janeiro de 2013 e a última em julho de 2015.

A nova PCL do BNDES apresenta, além de especificações para pás, torres, cubo e nacele, uma lista com 24 equipamentos para serem nacionalizados.

Ressalta-se que a nova PCL do BNDES apresenta características que a deixam em consonância com as regras de comércio internacional, como: (i) não haver discriminação entre empresas nacionais e estrangeiras; (ii) a contratação de energia eólica não estar atrelada à PCL, ao contrário dos casos que geraram disputas na Organização Mundial do Comércio; e (iii) ser escolha da montadora participar ou não da PCL. Quanto ao último ponto, destaca-se que a preferência dos desenvolvedores de parques eólicos pelo crédito do BNDES incentiva as montadoras a se adequarem à PCL. No entanto, o fato dos desenvolvedores dos parques não serem obrigados a demandar aerogeradores cadastrados no BNDES faz com que os produtores locais continuem tendo a concorrência de empresas externas. Portanto, conclui-se que a PCL do BNDES apresenta características que afastam dois argumentos contrários ao uso de PCL: a inadequação com a regulação de comércio internacional e o possível menor incentivo para as firmas locais se tornarem mais competitivas.

## **4. RESULTADOS DA PCL DO BNDES**

### **4.1 Evolução da cadeia produtiva local do aerogerador**

Em pouco mais de dez anos o setor eólico no Brasil passou de quase inexistente para algo com mais de 300 firmas em 2016 (Grandin, 2016). Em 2014 o Brasil possuía 10 montadoras, sendo a WEG a única de origem brasileira. Em geral, as montadoras entraram no Brasil após 2009, quando se iniciou a contratação eólica por meio dos leilões. O aumento da contratação aliado ao grande potencial inexplorado e as exigências de conteúdo local do BNDES incentivaram as montadoras estrangeiras a constituírem fábricas no país. Destaca-se que o Brasil possui hoje seis montadoras em seu mercado, todas com modelos de aerogerador cadastrados no BNDES. Ademais, as mudanças ocorridas após 2014 não afetaram a capacidade produtiva de montagem no Brasil (ABDI, 2018).

Já o mercado brasileiro de pás eólicas é dividido entre quatro empresas (Tecsis, Wobben, LM e Aerys), sendo duas nacionais. Todas possuem modelos certificados no BNDES (ABDI, 2018). A LM e a Aerys iniciaram a produção local de pás em 2013, ano do início da nova PCL do BNDES e de elevada demanda local por energia eólica. Por outro lado, a Tecsis e a Wobben já produziam pás eólicas desde a década de 1990, sendo a produção voltada basicamente para a exportação.

Quanto à produção de torres, por ser um setor de menor demanda tecnológica e poucas barreiras à entrada, havia em 2014 mais de quinze produtores locais (ABDI, 2014). A capacidade de produção de torres no país não se alterou entre 2014 e 2018.

Enquanto a produção de torres e pás aumentou ainda com a antiga PCL do BNDES, a produção local de diversos equipamentos, principalmente os localizados na nacele, iniciou apenas com a nova PCL do BNDES em 2013, esta que apresentou uma lista de 24 equipamentos a serem nacionalizados, além da carenagem do cubo, do rolamento de passo, do sistema de acionamento do controle de passo e do painel de controle de passo. Desses 28 equipamentos, apenas seis ainda não foram nacionalizados (caixa multiplicadora, rolamento do eixo principal, acoplamento, *slip ring*, anemômetro e sensor de direção do vento) (ABDI, 2018). Ademais, há hoje produção local de equipamentos não listados pela PCL do BNDES.

Destaca-se que diversas empresas nacionais tinham como foco outros setores e passaram a atender o setor eólico em função do seu crescimento no país. Parte das empresas pôde direcionar no curto prazo uma parcela de sua produção para o setor eólico pelo fato de possuírem as capacitações demandadas pelo setor ou devido ao equipamento produzido necessitar de pouca adaptação para ser vendido ao setor.

É recente a entrada de vários fornecedores de equipamentos no mercado eólico local. A ABDI realizou dois trabalhos de mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica. Em 2014 foram mapeados 55 diferentes itens e 79 fabricantes, enquanto em 2017 foram 77 itens e 131 fabricantes, um aumento de 22 itens e 52 novos fabricantes (ABDI, 2018). Portanto, após a adoção da nova PCL do BNDES em 2013 diversas empresas entraram na cadeia produtiva local do aerogerador e iniciou-se no Brasil a produção de equipamentos que antes eram importados, em especial aqueles tecnologicamente sofisticados e localizados na nacele, o que indica que a nova PCL, além de influenciar o surgimento de novos players, contribuiu para o aumento do valor adicionado na produção do aerogerador e na redução tanto da dependência de produtos importados quanto do risco cambial.

## 4.2 Competitividade da energia eólica

Cerca de 75% do custo do parque eólico decorre da compra do aerogerador, sendo este também um dos principais determinantes do preço da energia eólica nos leilões. Assim, quanto maior a participação de equipamentos importados no aerogerador maior será a exposição ao risco cambial dos empreendimentos. Ademais, um argumento contrário ao uso de PCL nas energias renováveis é que esta causaria aumento no preço da energia e diminuiria sua competitividade (interna e externa) e contratação. Investigaremos tais questões a luz dos resultados da energia eólica nos leilões ocorridos no Brasil entre 2009 e 2015.

A Tabela 1, elaborada a partir de dados do Ipeadata, EPE e Bureau of Labor Statistics, apresenta o preço médio (nominal e real) em reais (R\$) e em dólar (US\$) da energia eólica contratada nos leilões governamentais entre 2009 e 2015.

Tabela 1 - Preços da energia eólica por MW resultante dos leilões de energia no Brasil

Leilão	Data do Leilão (mês/ano)	Preço nominal médio da energia eólica em (R\$)	Índice para reajuste pela inflação (IPCA)	Preço real médio da energia eólica em níveis de Nov./2015 (R\$)	Taxa de câmbio média R\$/US\$	Preço nominal médio da energia eólica em (US\$)	Índice para reajuste da inflação dos EUA	Preço real médio da energia eólica em níveis de nov./2015 (US\$)
LER 2009	12/2009	148,39	1,4803	219,66	1,74	85,29	1,00093	85,36
LFA 2010	08/2010	130,86	1,4305	187,20	1,76	74,35	1,00086	74,42
A-3 2011	08/2011	99,58	1,3385	133,29	1,59	62,63	1,00050	62,66
LER 2011	08/2011	99,54	1,3385	133,24	1,59	62,60	1,00050	62,63
A-5 2011	12/2011	105,12	1,3141	138,13	1,88	55,91	1,00048	55,94
A-5 2012	12/2012	87,94	1,2452	109,50	2,04	43,11	1,00031	43,12
LER 2013	08/2013	110,51	1,1973	132,32	2,37	46,63	1,00016	46,64
A-3 2013	11/2013	124,73	1,1835	147,62	2,32	53,76	1,00016	53,77
A-5 2013	12/2013	119,03	1,1772	140,12	2,34	50,87	1,00018	50,88
A-3 2014	06/2014	129,89	1,1288	146,62	2,20	59,04	0,99998	59,04
LER 2014	10/2014	142,00	1,1151	158,34	2,44	58,20	0,99997	58,20
A-5 2014	11/2014	136,00	1,1104	151,01	2,56	53,13	1,00000	53,12
LFA 2015	04/2015	177,47	1,0558	187,37	2,99	59,35	1,00005	59,36
A-3 2015	08/2015	181,14	1,0261	185,87	3,65	49,63	0,99995	49,62
LER 2015	11/2015	203,46	1,0	203,46	3,85	52,85	1,00000	52,85

Primeiramente, para compararmos os preços médios em reais (R\$) da energia eólica resultante dos leilões é necessário retirarmos o impacto da inflação sobre eles. Portanto, convertemos os preços médios dos leilões ao nível de preços de novembro de 2015 e então chegamos ao preço médio real (em R\$) dos leilões. Em segundo lugar, para analisarmos a competitividade internacional da energia eólica no Brasil calculamos o preço real médio em dólar (US\$) da energia eólica em níveis de novembro de 2015. Por fim, salienta-se que o leilão A-5 de 2012 foi declarado por especialistas como sendo não representativo do setor devido a ótima localização e o baixíssimo número de empreendimentos contratados.

Analisando o período entre 2009 e 2015 como um todo, observamos uma desvalorização cambial de 121,3%, com a taxa de câmbio saindo de R\$1,74/US\$ em dezembro de 2009 para R\$3,85/US\$ em novembro de 2015. No entanto, o preço real médio da energia eólica em reais (R\$) no LER de 2015 foi 7,4% inferior ao do LER de 2009. Portanto, o preço real da energia eólica (em R\$) se reduziu no período mesmo com uma desvalorização cambial significativa. Tal resultado mostra que a alta desvalorização cambial não foi suficiente para fazer com que o preço final da energia eólica em 2015 superasse o patamar de 2009, o que pode ser visto, ainda que com limitações, como uma proxy de que o mercado interno se tornou menos dependente da importação de aerogeradores e seus equipamentos, ou seja, de que a PCL do BNDES reduziu a exposição do setor ao risco cambial.

A desvalorização cambial e a manutenção da competitividade interna da energia eólica também podem ser vistas ao analisarmos os leilões ocorridos em um mesmo ano. Em 2011, apesar de uma desvalorização cambial de 18% entre o LER e o leilão A-5, o preço real (em R\$) da energia eólica pouco se modificou (aumento de 3,7%). Comparando os leilões A-3 e A-5 de 2014 vemos que apesar de uma desvalorização cambial de 16%, o preço real (em R\$) da energia eólica aumentou apenas 3%. Em 2015, comparando o LFA e o LER, a desvalorização de 28,8% gerou um aumento de somente 8,6% no preço final da energia eólica. Tais resultados são indícios de que o desenvolvimento da cadeia produtiva local do aerogerador tornou o setor menos dependente de importações e menos vulnerável a variações cambiais.

A Tabela 1 também apresenta o preço real médio em dólar da energia eólica no Brasil. Comparando os preços em dólar do LER de 2009 e do LFA de 2010 com o do LER de 2015 verifica-se uma redução de, respectivamente, 38,1% e 29%, o que dá indícios de aumento da competitividade internacional dessa fonte no período. O mesmo se verifica quando examinamos o período com influência da nova PCL do BNDES (2013-2015). Confrontando as médias dos preços em dólar dos leilões de 2013 (US\$50,43) e de 2015 (US\$53,94) notamos um aumento de apenas 6,5%. Tal fato pode ser explicado pelos equipamentos

que ainda são importados e pela desvalorização cambial de cerca de 50% no período.

A melhora na competitividade internacional da energia eólica brasileira pode ser confirmada via análise do Custo Nivelado da Energia (LCOE), este que diminuiu no país entre 2013 e 2015. Em 2015 o LCOE médio da energia eólica brasileira era de US\$66/MWh, valor superior ao da China (US\$52/MWh), próximo ao dos EUA (US\$60/MWh) e menor que o da Índia (US\$82/MWh), África (US\$95/MWh), Oceania (US\$97/MWh) e Oriente Médio (US\$99/MWh) (WEC, 2016). Logo, em 2015, há indícios de que a energia eólica brasileira permanecia competitiva quando comparada com importantes países do setor, como China, Índia e EUA.

Por fim, destaca-se que entre 2013 e 2015 a energia eólica se apresentou nos leilões de energia no Brasil como a segunda fonte mais competitiva em termos de preço, atrás apenas das hidrelétricas de grande porte. Tal fato fez com que a PCL do BNDES não afetasse a contratação de energia eólica no país<sup>1</sup>.

Portanto, conclui-se que a PCL do BNDES não resultou em perda de competitividade interna e externa da energia eólica e não prejudicou a contratação desta fonte no Brasil. Ademais, a PCL resultou em menor dependência de produtos importados, o que reduziu o risco cambial do setor.

### 4.3 Geração de empregos

A energia eólica no Brasil gerou 14 mil empregos diretos e indiretos em 2010 (REN21, 2011). A Tabela 2 apresenta tais valores para os anos entre 2012 e 2018.

Tabela 2 - Empregos gerados pelo setor no Brasil (milhares)

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Empregos</b>	29	32	35,8	41	32,4	33,7	34

Em 2012, antes da nova PCL do BNDES, o Brasil gerou 29 mil empregos ligados ao setor de energia eólica. Entre 2013 e 2015, período de implementação da nova PCL do BNDES, houve aumento de 28% no número de empregos, saindo de 32 mil para 41 mil. Ressalta-se que dos 35,8 mil empregos gerados em 2014, 39% decorreram do processo de fabricação do aerogerador, o que indica um efeito positivo da PCL do BNDES na geração de empregos.

<sup>1</sup> Entre 2009 e 2011 (período da antiga PCL) foram contratados uma média de 2.253 MW de energia eólica por ano, enquanto entre 2013 e 2015 (período da nova PCL) o valor foi de 2.711 MW.

A cadeia produtiva local do aerogerador ainda é muito dependente da contratação interna de energia, uma vez que o mercado externo ainda representa uma parcela muito baixa da demanda dos produtores locais de aerogerador. Portanto, períodos de baixa contratação de energia eólica no Brasil refletem diretamente na geração de emprego do setor, como em 2016, ano em que não houve contratação de energia eólica.

#### 4.4 Exportação

Para alguns segmentos o acesso a mercados externos já é realidade e ganhou fôlego com a desvalorização cambial dos últimos anos. Em 2014 o Brasil já exportava diversos equipamentos, como painel de controle, gerador, redutor de velocidade, torres, pás, capacitores e conversores de frequência. O valor exportado em 2014 foi de cerca de R\$ 1 bilhão, enquanto em 2015 foi algo em torno de US\$ 428 milhões, ou R\$1,7 bilhões ao câmbio médio de 2015 (R\$3,90/US\$) (Neves, 2015; Zapparoli, 2016).

No entanto, a exportação não é uma realidade para a maioria dos equipamentos e para os aerogeradores produzidos no Brasil. A cadeia produtiva do aerogerador ainda precisa avançar em produtividade e diversificação de fornecedores para que a produção local ganhe competitividade (ABDI, 2018). Porém, a estrutura industrial já desenvolvida no país o torna um potencial exportador para países vizinhos, principalmente para aqueles com um mercado em expansão e que não possuem escala para desenvolver uma indústria eólica, como Chile e Uruguai (Neves, 2015). Um mapeamento realizado pela Agência Brasileira de Promoção de Exportações e Investimentos (Apex-Brasil) inclui ainda México, Colômbia, EUA, Cingapura e países da África como destinos potenciais (Zapparoli, 2016).

Segundo a ABDI (2018), a exportação de aerogeradores completos é atualmente inviável, mas existem mecanismos fiscais, como drawback, que permitiriam montar uma nacele no Brasil com competitividade para exportar. Ademais, uma demanda interna por energia eólica consistente e com escala pode viabilizar a automação e investimentos em dispositivos de fabricação que permitiriam a construção de uma cadeia produtiva mais competitiva internacionalmente.

Por fim, a maioria das empresas estrangeiras ligadas ao setor eólico e presentes no Brasil foram atraídas pela nova PCL do BNDES e pelo fato das montadoras e fornecedoras de equipamentos apresentarem uma relação de longo prazo devido a fatores como especificidades dos equipamentos e confiança em termos de prazo de entrega e qualidade dos produtos. Diante desse cenário, podemos concluir que a PCL do BNDES atraiu para o país empresas com possibilidade de incrementar as exportações do país ligadas ao setor eólico.

## 5. CONCLUSÕES

Desde 2009 a energia eólica vem experimentando um crescimento vertiginoso no Brasil. Visando maximizar os benefícios da energia eólica o BNDES criou uma PCL para o setor com o intuito de desenvolver a cadeia produtiva local do aerogerador. Este trabalho buscou elencar os argumentos a favor e contrários ao uso de PCL presentes na literatura econômica e verificar se alguns desses já podem ser vistos ao se analisar os resultados da PCL do BNDES.

O trabalho concluiu que a PCL do BNDES para o setor de energia eólica: (i) aumentou o valor adicionado na produção do aerogerador; (ii) gerou empregos; (iii) reduziu a dependência por equipamentos importados; (iv) reduziu o risco cambial do setor eólico; (v) levou ao surgimento de novos players na cadeia produtiva do aerogerador; (vi) não resultou em perda de competitividade interna e externa da energia eólica; (v) gerou uma cadeia produtiva com possibilidades de aumento das exportações; (vi) está adequada as regras de comércio internacional; e (vii) não diminui o incentivo na busca por competitividade por parte das empresas locais.

Por fim, destaca-se que alguns argumentos presentes na literatura não foram analisados, como desenvolvimento de conhecimento local, aumento da arrecadação tributária, possível desalinhamento entre os instrumentos e os objetivos da política, a possibilidade de atraso na produção, dentre outros. Assim sendo, seria interessante que novos trabalhos fossem realizados para verificar esses pontos na PCL do BNDES.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - ABDI. Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil. 2014.

\_\_\_\_\_. Atualização do Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil. 2018.

GRANDIN, F. A Primeira Crise Eólica. Brasil Energia: O Novo Mercado Eólico, Rio de Janeiro, n. 424, p.04, mar. 2016.

GUIMARÃES, E. A. Política de Conteúdo Local na Cadeia do Petróleo e Gás: Uma visão sobre a evolução do instrumento e a percepção das empresas investidoras e produtoras de bens. CNI – Confederação Nacional da Indústria. A Indústria e o Brasil. Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás – Política de Conteúdo Local. Brasília, mar. 2012.

JIMENEZ, C.; BACOCINA, D.; NOGUEIRA, L. A. Política industrial com conteúdo nacional. Isso é Dinheiro. Agosto, 2012. Disponível em: < <https://www.istoedinheiro.com.br/noticias/economia/20120815/politica-industrial-com-conteudo-nacional/1158.shtml> >. Acesso em: 26 mar. 2020.

KUNTZE, Jan-Christoph.; MOERENHOUT, T. Local Content Requirements and the Renewable Energy industry - A Good Match?. International Centre for Trade and Sustainable Development, Geneva, Switzerland, 2013.

NEVES, L. (2015). Eólica fica mais brasileira. Brasil Energia: Eólica mais brasileira, Rio de Janeiro, n. 418, p.22-28, set. 2015.

STEPHENSON, S. Addressing Local Content Requirements in a Sustainable Energy Trade Agreement. International Centre for Trade and Sustainable Development, Geneva, Switzerland, 2013.

TORDO, S.; WARNER, M.; MANZANO, O.; ANOUTI, Y. Local Content Policies in the Oil and Gas Sector. World Bank, Washington DC, 2013.

WEC (WORLD ENERGY COUNCIL). World Energy Resources 2016. Reino Unido, 2016.

ZAPAROLLI, D. Projeto setorial vai estimular exportação. Valor Econômico, São Paulo, 04.07.2016. 2016. Disponível em: < <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2016/07/04/projeto-setorial-vai-estimular-exportacao.ghtml> >. Acesso em: 11 jan. 2020.

## VARIAÇÕES NA FREQUÊNCIA DE VENTOS EXTREMOS E SEU IMPACTO NO SETOR DE ENERGIA

Francisco José Lopes de Lima<sup>1</sup>  
André Rodrigues Gonçalves<sup>1</sup>  
Rodrigo Santos Costa<sup>1</sup>  
Fernando Ramos Martins<sup>2</sup>  
Enio Bueno Pereira<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

<sup>2</sup>Universidade Federal do Estado de São Paulo

DOI: 10.47168/rbe.v26i3.575

Recebido em: 12.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

### RESUMO

Eventos extremos de vento causam prejuízos diversos à sociedade, tais como destelhamentos, danos a coberturas, prédios, pontes e queda de árvores mas, especificamente no setor de energia, estes eventos podem danificar torres de transmissão e aerogeradores, além de outros componentes do sistema de geração e transmissão. Este trabalho busca quantificar a frequência de extremos de rajadas de vento utilizando modelos climáticos ajustados com dados medidos em superfície para o período de 1961 a 2005. Posteriormente, foram utilizadas as projeções futuras dos mesmos modelos para identificar alterações na frequência dos ventos extremos até o ano de 2070. As projeções mostraram um aumento na frequência de rajadas de vento acima de 20 m/s. O aumento pode ser comprovado pelo índice FAR (*Fraction Attributable Risk*), e percentil 99 (P99).

Palavras-chave: Eventos extremos, Modelos climáticos e período de retorno.

### ABSTRACT

Extreme wind events cause various damage to society, such as desolations, damage to roofs, buildings, bridges and falling trees, but specifically in the energy sector these events can damage transmission towers, wind turbines and other components of the generation and transmission system. This work quantifies the frequency of extremes of wind gusts using historical series of data observed on the surface, adjusted by climatic models, for the period from 1961 to 2005. It later uses future projections derived from these models to identify variations

in the frequency of extreme winds until the year 2070. Projections showed an increase in the frequency of wind gusts above 20 m/s. The increase can be proven by the FAR (Fraction Attributable Risk) index, and 99th percentile (P99).

Keywords: Extreme events, Climate models and return period.

## 1. INTRODUÇÃO

Alterações no clima futuro, sejam de origem antropogênica ou não, devem ter um impacto mais significativo sobre a frequência de extremos do que sobre o valor médio de uma variável ambiental em si. Eventos extremos de vento (ou rajadas) causam prejuízos diversos à sociedade, como destelhamentos, danos a coberturas, prédios, pontes, queda de árvores e eventualmente danos a torres de transmissão de energia, o que implica perdas econômicas e riscos a infraestrutura e a segurança pública. Quantificar o risco futuro que ventos extremos podem ocasionar ao setor de energia passa por compreender melhor as relações entre as projeções climáticas e o comportamento do vento sobre nosso território, conforme discutido em diversos trabalhos (GILLILAND; KEIM, 2018; MARTINS; PEREIRA, 2011; PES et al., 2017).

Dessa forma, um dos fatores motivadores deste trabalho é que o Brasil não possui um mapeamento das áreas de maior risco de ocorrência de ventos extremos. Gerar informações que contribuam para o planejamento e operação dos atuais e futuros investimentos é bastante relevante, já que a informação dos máximos de vento que ocorrem no local interessam, por exemplo, a setores como o de distribuição de energia elétrica, de energia eólica, de aviação e da construção civil, dentre outros.

Pesquisas publicadas recentemente sugerem que devido às Mudanças Climáticas Globais (GILLILAND; KEIM, 2018; MARTINS; PEREIRA, 2011; PES et al., 2017), o regime de ventos de algumas regiões pode sofrer variações. Destaca-se o trabalho de Pes et al., (2017) que fez uma análise detalhada sobre eventos extremos de vento e indicaram alterações na frequência de ocorrência com base na avaliação de simulações de 45 anos do modelo Eta.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é avaliar os valores extremos de vento para o período de retorno de 50 anos obtidos a partir de rodadas históricas e projeções futuras do modelo climático Eta, regionalizadas pelo modelo global HadGEM2-ES e corrigidas por observações de superfície. Uma das principais justificativas para a análise de ventos extremos usando modelos de projeções futuras é a baixa

densidade de dados de ventos observados no Brasil, em especial no Estado de Santa Catarina. Também será realizada uma avaliação do quanto o clima futuro poderia afetar as linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, o que ajuda a detalhar os critérios de severidade de vento que devem ser usados para garantir a segurança das edificações e das torres de distribuição de energia, em complemento aos requisitos impostos pelas normas técnicas brasileiras.

## 2. METODOLOGIA

A primeira etapa consistiu em corrigir o modelo Eta para o período baseline entre 1961 e 2005, utilizando séries de vento em superfície ao nível de 10 metros, superiores a trinta anos de dados, registradas no aeroporto de Florianópolis, bem como estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia que estão distribuídas em todo o Estado de Santa Catarina. O modelo Eta foi integrado com as condições de contorno do modelo global HadGEM2-ES (Eta- HadGEM2-ES).

Na segunda etapa foram utilizados os parâmetros das correções estatísticas obtidas na fase anterior para a correção dos cenários futuros de vento, obtendo assim séries futuras para cada uma das estações em particular, além de mapas de tendência e frequência de vento. Foram abordados, então, a análise dos resultados da aplicação dos valores extremos de vento para períodos de retorno de 50 anos em cenários de mudanças climáticas e mapas de alterações de risco futuro (índice FAR). As integrações do clima futuro utilizadas são baseadas nos caminhos representativos de concentração dos Gases do Efeito Estufa (GEE) e suas forçantes radiativas no clima, nomeados de *Representative Concentration Pathway* (RCP) (MOSS et al., 2010). Os valores seguidos da sigla “RCP” indicam o nível de concentração das forçantes radiativas, dadas em  $W/m^2$  (MESINGER et al., 1988; CHOU et al., 2011, 2012, 2014). Neste estudo, foram consideradas as concentrações intermediárias-baixas (RCP4.5 - cenário otimista) e de alta concentração (RCP8.5 - cenário pessimista).

### 2.1 Remoção de Viés do modelo Eta-HadGEM2-ES

A correção dos dados de velocidade de vento do modelo Eta foi realizada com base nos parâmetros da distribuição de Weibull. Ou seja, foram extraídas séries temporais do modelo Eta para cada latitude e longitude onde estão localizadas as estações meteorológicas e, com isso, obtidos os parâmetros  $c$  e  $k$  dos dados simulados e observados. A partir da diferença percentual dos parâmetros  $c$  e  $k$  (observados

e simulados) foi gerado o mapa de correção, partindo da interpolação linear dos parâmetros; este mapa foi “aplicado” a toda a grade do modelo para o período histórico. Uma vez validado, o modelo foi aplicado para o período futuro, nos dados de projeções climáticas. Como em todas as abordagens de *downscaling* estatístico, supõe-se que o viés em relação as simulações históricas serão constantes no período futuro da projeção (THRASHER et al., 2012).

Os modelos atmosféricos de mesoescala possuem limitações, associadas principalmente as parametrizações de processos *sub-grade* e as imperfeições nas condições iniciais e no equacionamento, que somado à restrição no intervalo de integração de seu núcleo dinâmico, impede que se detecte rajadas de vento na escala de poucos segundos. Por esta razão, é necessário estimar as intensidades de rajada a partir do vento médio calculado pelo modelo. A metodologia utilizada para encontrar uma relação entre a rajada máxima diária e a velocidade máxima diária do vento observado partiu de uma relação linear entre as variáveis e foi aplicada aos dados do modelo Eta. A existência desta relação pode ser verificada na Figura 1 (velocidade versus rajada), embora a dispersão dos dados seja grande. Observa-se ainda que, na Figura 1, temos um único ajuste para todas as estações do INMET, que é o objetivo destes ajustes - uma única regressão que represente todas as estações.

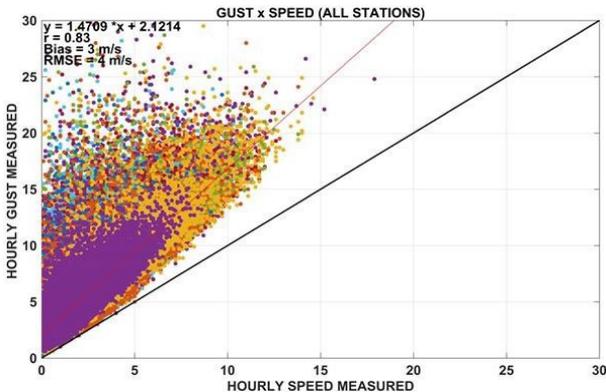


Figura 1 – Dispersão entre os dados de velocidade (média de 10 minutos) e rajada do vento observado em intervalos horários a 10m de altura para todas as estações, ou seja, um único ajuste para todas estações

## 2.2 Distribuição de probabilidade de frequência das séries de vento máximo

Para obter as funções de distribuições de probabilidade (PDF) foi utilizado o modelo de Weibull, e a determinação dos parâmetros das distribuições foi obtida por meio do método da máxima verossimilhança (REISS; THOMAS, 2007). A distribuição de Weibull é amplamente usada no setor de energia eólica para avaliar a viabilidade do vento na geração de energia elétrica (ANGELI SANSIGOLO, 2005; VAN DER AUWERA; DE MEYER; MALET, 1980).

Um dos maiores objetivos da análise de valores extremos é a estimativa do período de retorno  $T$  (REISS; THOMAS, 2007), sendo ele o período médio em que um determinado evento é igualado ou superado pelo menos uma vez. Esse parâmetro estatístico é empregado no estudo de eventos extremos, sendo amplamente utilizado em hidrologia, principalmente na prevenção de inundações. A análise de período de retorno é mais interessante se as observações forem feitas em intervalos equidistantes de tempo, como é o caso da meteorologia estatística. Dessa forma, o tempo de retorno é uma medida de tempo e para observações anuais, ele representa um número de anos (GUMBEL, 2004). Seja  $x$  um evento e  $T$  o tempo entre os eventos consecutivos  $x$ , o valor médio da variável  $T$  é denominado período de retorno da variável  $x$ . O período de retorno é determinado através da seguinte função:

$$T(x) = 1 / [1 - P(x)] \quad (1)$$

onde  $P$  é a probabilidade de um valor qualquer de uma variável  $x$  ocorrer novamente ou ser superada ao menos uma vez.

O Conceito de Fraction Attributable Risk (FAR) (STOTT et al., 2016), foi aplicado pela primeira vez em uma análise de onda de calor na Europa. Essa foi a primeira instância de atribuição de um evento fornecendo uma ligação direta entre mudança climática antropogênica e um evento climático extremo. Para obter este resultado, a probabilidade ( $P_1$ ) de um registro de onda de calor em uma determinada região europeia foi comparado com sua probabilidade ( $P_0$ ) de não ter influências antropogênicas sobre o clima. Portanto, tendo calculado as probabilidades do evento na presença e na ausência das alterações climáticas antropogênicas,  $P_1$  e  $P_0$ , os resultados podem ser expressos como uma probabilidade,  $P_1/P_0$ , ou seja, no caso uma fração da probabilidade.

Alternativamente, eles podem ser expressos como um extremo, calculado como  $1-P_0/P_1$  onde um extremo superior a 0,5, como neste caso, indica sua probabilidade de aumento.

### 3. RESULTADOS

Uma avaliação das simulações do período histórico dos modelos EtaHadGEM2-ES é apresentada juntamente com uma descrição das distribuições de função e discussões sobre os erros. Nas figuras de distribuição de probabilidade de frequência e probabilidade acumulada são apresentadas as comparações entre as duas distribuições, a observada (azul) e a simulada (laranja). Observa-se na Figura 2 que o modelo Eta tende a superestimar os dados para as estações das figuras abaixo e que apesar de o modelo apresentar um viés elevado, ocorre uma concordância entre os dados observados e modelados nas estações de Florianópolis e Dionísio Cerqueira. Após corrigidos pelos parâmetros da distribuição de Weibull, estes apresentam distribuição de frequência similar aos dados medidos para a maior parte das estações de Santa Catarina (SC). Observa-se ainda que os modelos corrigidos apresentam médias semelhantes aos dados medidos e percebe-se uma maior concordância entre os dados medidos e modelados em todas as estações – entretanto, nestas comparações, serão apresentadas as análises das estações de Florianópolis e Dionísio Cerqueira, onde foram observados os piores e os melhores resultados.

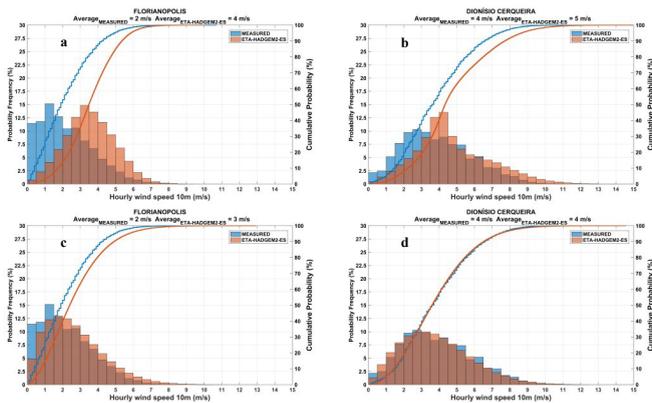


Figura 2 – Distribuições de probabilidade de frequência e probabilidade acumulada dos dados medidos e do modelo Eta-HADGEM-ES (a) e (b) comparações originais, (c) e (d) corrigidos pela porcentagem da diferença dos parâmetros da distribuição de Weibull, período histórico, para a velocidade do vento a 10m de altura.

Na Figura 3 é mostrada comparação entre as simulações e dados observados de rajada de vento a 10 metros de altura. A rajada de vento foi estimada para os dados simulados através da já comentada regressão linear, obtida então para todas as estações, comparando a velocidade do vento horário com a máxima rajada no intervalo de uma hora dos dados medidos. Observa-se que o modelo Eta tende a simular bem os extremos observados nos dados medidos para a rajada do vento horário nas estações de Florianópolis e Dionísio Cerqueira para o período histórico, indicando que a correção foi satisfatória. Isto oferece suporte ao desenvolvimento de uma metodologia para estimar a máxima rajada de vento máximo diária no modelo, para as projeções. Possibilita ainda um estudo aprofundado e o desenvolvimento de novas metodologias estatísticas para este tipo de inferência em modelos atmosféricos.

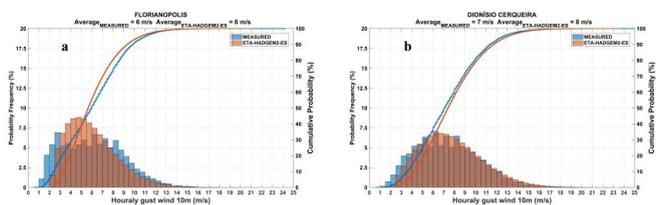


Figura 3 – Distribuições de probabilidade de frequência e probabilidade acumulada dos dados medidos de rajada de vento (em azul) e do modelo Eta-Hadgem2-ES (a e b) em laranja estimados a partir da regressão linear mostrada na Figura 1, período histórico, para o vento a 10m de altura

A Figura 4 apresenta os mapas da rajada máxima (a) e do P99 (b) do vento para o Eta-HADGEM2-ES. Observa-se um padrão semelhante entre os dois gráficos, verificado em todo o período de dados, e a localização de duas linhas de transmissão. Observa-se que os maiores valores de vento ocorrem no oeste do Estado, onde está localizado a linha de transmissão do Ita-Salto Santiago, e os menores valores são encontrados no leste do Estado, onde se localiza a linha de Biguaçu-Blumenau. Entretanto, também são observadas rajadas elevadas de vento em uma pequena porção sudeste do Estado, próximo a região dos cânions.

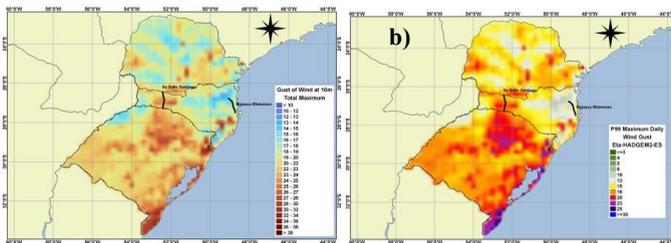


Figura 4 – Rajada máxima do vento simulado pelo modelo Eta-HadGEM2-ES

A Figura 5 apresenta os mapas das diferenças das rajadas máximas para o período de retorno de 50 anos entre o clima atual (histórico) e o clima futuro (projeções) do modelo Eta-HadGEM2-ES. Valores positivos indicam que no clima futuro a intensidade do vento será maior que no clima atual, enquanto valores negativos indicam que a intensidade do vento no clima futuro será menor do que o atual.

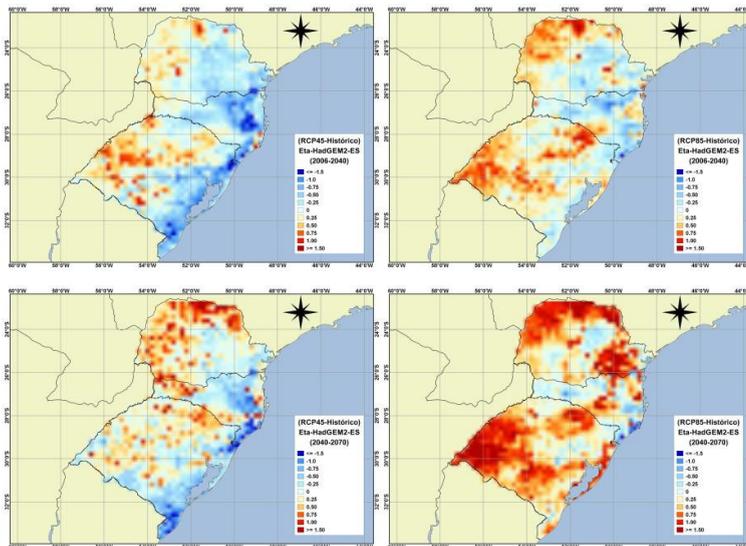


Figura 5 – Diferença da rajada máxima anual do vento para o período de retorno de 50 anos entre o clima atual (histórico) e futuro (projeções), simulados pelo modelo Eta-HadGEM2-ES. Os mapas à esquerda referem-se ao cenário RCP4.5 e os mapas à direita ao cenário RCP8.5

De modo geral, são observadas diferenças relevantes entre as projeções e o histórico - tanto no aspecto quantitativo como no que diz respeito ao padrão espacial, principalmente no cenário RCP8.5. Na Figura 6, que mostra as projeções do EtaHadGEM2-ES, foi observada uma diferença expressiva entre as partições do clima futuro. É possível observar variações positivas na intensidade do vento entre os períodos de 2006-2040 e 2040-2070. Isto pode ser mais claramente observado no cenário pessimista (RCP8.5), no qual o vento tende a ficar mais intenso à medida que se aproxima do final do século. Diferenças significativas também foram verificadas entre os dois cenários analisados, no qual se pode observar a preponderância de alterações mais acentuadas da intensidade do vento no RCP8.5 em relação ao RCP4.5. Os resultados sugerem que a Região Sul do Brasil pode ser mais susceptível à ocorrência de ventos mais intensos, em um cenário futuro com maiores níveis de emissões de gases do efeito estufa, principalmente em seu setor oeste.

Na Figura 6 tem-se os mapas da diferença entre o 99° percentil (P99) da rajada máxima do vento do período histórico e das projeções futuras. Observa-se no cenário RCP8.5 um aumento significativo da rajada no oeste, e um leve aumento ao leste do Estado de Santa Catarina. No cenário RCP4.5 este padrão espacial também pode ser observado, porém em menor intensidade que no RCP8.5. Os cenários mostram que os maiores valores de rajada (ou as maiores alterações nas mesmas) ocorrerão a Oeste do Estado, onde está localizada a linha de transmissão do Ita-Salto Santiago. Já os menores valores (ou as menores alterações) são encontrados a Leste do Estado de Santa Catarina, onde se localiza a linha de Biguaçu-Blumenau. Ainda, observa-se valores intensos de vento (ou de variação) no Sudeste do Estado.

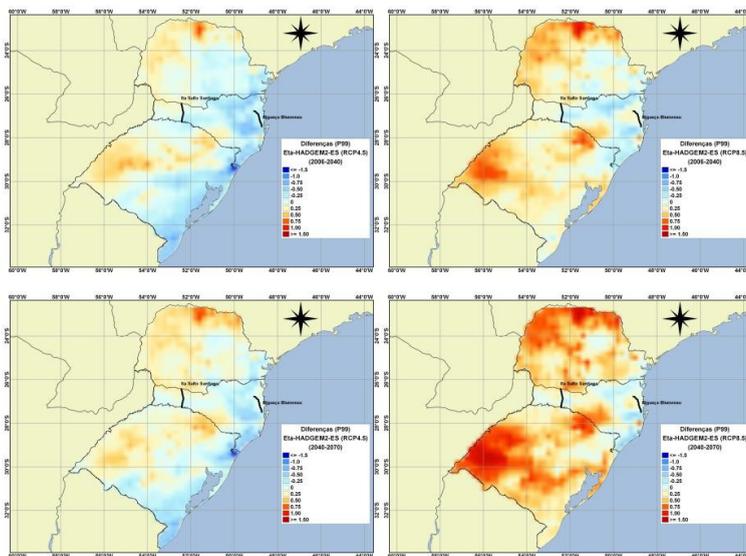


Figura 6 – Diferença do percentil 99 (P99) da Rajada máxima do vento simulado pelo modelo EtaHADGEM2-ES (Projeções – Histórico)

Na Figura 7 tem-se o mapa da distribuição do índice FAR máximo da rajada do vento calculado a partir do período histórico e das projeções futuras verificadas em todo o período de dados para o modelo Eta-HadGEM2-ES. Foi calculada a probabilidade de ocorrência da rajada de 20 m/s no período histórico e nas projeções a partir dos valores de FAR indicados nas figuras seguintes. Pode-se verificar os resultados para o modelo Eta-HadGEM2-ES, onde valores de FAR maiores que zero indicam que o evento se tornou mais provável devido as alterações climáticas. Serão apresentados apenas valores de FAR positivo, porém os mesmos argumentos são válidos para valores negativos, que indicam diminuição de valores extremos.

Foram observados valores elevados de FAR no Oeste do Estado, aumentando significativamente ao longo do século. Avaliando o cenário mais pessimista (RCP8.5), a alteração do índice FAR fica ainda mais evidente. No Leste do Estado, onde está localizada a linha de Biguaçu-Blumenau, não se observa um comportamento relevante em relação ao índice. Já a linha Itá-Salto Santiago está localizada onde temos os maiores valores do índice de FAR no Estado, o que pode servir de alerta para os tomadores de decisões. Estes resultados indicam que eventos extremos de rajada de vento mais intensas são esperados a Oeste do Estado de Santa Catarina no decorrer deste século.

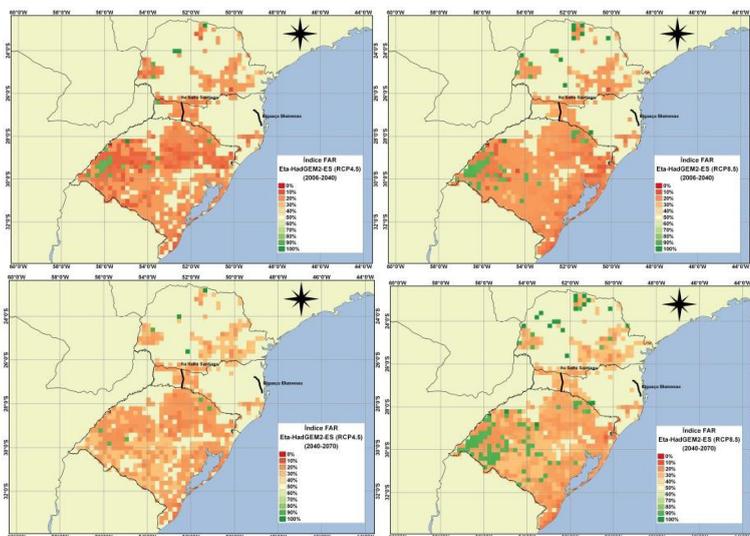


Figura 7 – Mapa da variação do indicador de risco de mudanças climáticas FAR, simulado pelo modelo Eta-HadGEM2-ES, correspondente ao aumento na probabilidade da rajada de vento ultrapassar os 20 m/s

#### 4. CONCLUSÕES

O presente trabalho investigou os aspectos relativos à ocorrência de ventos extremos máximos no estado de Santa Catarina a partir das projeções climáticas do modelo Eta-HADGEM2-ES, compreendendo a validação das rodadas históricas, a correção do viés do modelo, o ajuste de uma relação entre o vento médio e a rajada do vento, distribuição de eventos extremos e método estatísticos de ajuste. Encontrou-se uma relação estatística preliminar entre o vento médio e o vento de rajada, o que possibilitou estimar valores mais realistas da rajada máxima. Os resultados mostraram que são esperadas alterações significativas nos regimes de vento no Estado de Santa Catarina, servindo de alerta para os tomadores de decisão.

#### 5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao suporte financeiro da Petrobras, através dos Projetos ANEEL PD-00553-0034/2016 e PD-00553-0042/2016. Agradecem também ao Instituto Nacional de Ciência e Tec-

nologia para Mudanças Climáticas (INCT-MC), através dos processos CNPq 573797/2008-0 e FAPESP 2008/57719-9. Por fim, ao apoio da FAPESP, através do processo 2019/05361-8.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CHOU, S. C. et al. Assessment of Climate Change over South America under RCP 4.5 and 8.5 Downscaling Scenarios. *American Journal of Climate Change*, 2011.

CHOU, S. C. et al. Downscaling of South America present climate driven by 4-member HadCM3 runs. *Climate Dynamics*, 2012.

CHOU, S. C. et al. Evaluation of the Eta Simulations Nested in Three Global Climate Models. *American Journal of Climate Change*, 2014.

GILLILAND, J. M.; KEIM, B. D. Surface wind speed: trend and climatology of Brazil from 1980–2014. *International Journal of Climatology*, 2018.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. *Energy Policy*, v. 39, n. 7, p. 4378–4390, 2011.

MESINGER, F. et al. The step-mountain coordinate: model description and performance for cases of Alpine lee cyclogenesis and for a case of an Appalachian redevelopment. *Monthly Weather Review*, 1988.

MOSS, R. H. R. H. et al. The next generation of scenarios for climate change research and assessment. *Nature*, 2010.

NBR 6123. NBR 6123: Forças devidas ao vento em edificações. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1988.

PES, M. P. et al. Climate trends on the extreme winds in Brazil. *Renewable Energy*, v. 109, p. 110–120, 2017.

PINTO, H. S. Mudanças climáticas e eventos extremos no Brasil. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, 2012.

REISS, R. D.; THOMAS, M. Statistical analysis of extreme values: With applications to insurance, finance, hydrology and other fields: Third edition. [s.l.: s.n.].

SANSIGOLO, C. A. Distribuições de probabilidade de velocidade e potência do vento, *Revista Brasileira de Meteorologia*. [s.l.: s.n.].

STOTT, P. A. et al. Attribution of extreme weather and climate-related events. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, v. 7, n. 1, p. 23–41, 2016.

THRASHER, B. et al. Technical Note: Bias correcting climate model simulated daily temperature extremes with quantile mapping. *Hydrology and Earth System Sciences*, 2012.

VAN DER AUWERA, L.; DE MEYER, F.; MALET, L. M. The Use of the Weibull ThreeParameter Model for Estimating Mean Wind Power Densities *Journal of Applied Meteorology*, 1980.



## Informações para Autores

Propostas de publicações em consonância com o disposto na missão da Revista Brasileira de Energia (RBE) poderão ser enviadas ao Comitê Editorial para análise, através de link específico existente no site da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético ([www.sbpe.org.br](http://www.sbpe.org.br)).

A formatação final para publicação ficará por conta do departamento de diagramação da RBE, porquanto os artigos deverão ser enviados em formatação simples, conforme o disposto a seguir:

- Os trabalhos devem ser editados e enviados em arquivo Word.
- Papel A4, margens 20 mm, fonte Times New Roman tamanho 12, espaçamento simples.
- Figuras com resolução mínima de 300 dpi.
- O nome do autor ou autores, NÃO devem ser abreviados, e as respectivas informações de instituição, telefone e e-mail devem ser apresentadas SOMENTE no sistema e NÃO devem constar no arquivo Word.
- Todos os itens devem ser numerados sequencialmente, exceto Resumo e Abstract. Não usar numeração automática do processador de texto. Serão aceitos no máximo 3 subníveis de numeração, a partir dos quais poderão ser usadas letras como único subnível adicional.
- Títulos de figuras e tabelas, abaixo e acima das mesmas, respectivamente, sem descrição de fonte, a qual deverá ser feita ao longo do texto, muito menos a existência do termo “autoria própria”.
- Referências a trabalhos deverão ser citadas no texto com nome do autor (ou autores) e ano de publicação, entre parêntesis [Ex.: (Autor 1, 1928); (Autor 1 e Autor 2, 1928)]. Na existência de mais de dois autores, escreve-se o nome do primeiro autor seguido da expressão et al. [Ex.: (Autor 1 et al, 1928)].

### Referências Bibliográficas:

- Somente deverão ser citados autores ou trabalhos que estejam incluídos na lista de referências bibliográficas, assim como todos os trabalhos listados nas referências bibliográficas deverão ter sido citados no texto.
- As obras devem ser elencadas em ordem alfabética, não numeradas, seguindo o padrão ABNT.
- NÃO ordenar as obras de acordo com a citação no texto.