

MODELO DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE IMPLANTAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS INSTALAÇÕES DE UM CENTRO DE PESQUISA: UMA ABORDAGEM SEGUNDO A RN Nº 687/2015

Thiago da Paz Caldas, thiagopc@chesf.gov.br¹

Alex Álisson Bandeira Santos, alex.santos@fieb.org.br²

¹Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Av. São Rafael, s/n. São Marcos, Salvador/BA

²Campus Integrado de Manufatura e Tecnologias SENAI CIMATEC, Av. Orlando Gomes, 1845 - Piatã, Salvador - BA

Resumo: A necessidade de se diversificar a matriz energética mundial contribui para a implantação de fontes renováveis de energia, fator este que estimula a instalação de sistemas fotovoltaicos e a formação de recursos humanos com conhecimento básico nessa área, oferecendo alternativas que contribuam para o equilíbrio do meio ambiente. Para dar início a implantação de um sistema de geração de energia utilizando fonte solar, é importante avaliar a estimativa de energia elétrica que será produzida pelo sistema através de dados solarimétricos, levantamento do consumo de energia elétrica do cliente e seu contrato tarifário, orientação adequada dos painéis, custo da tarifa de energia elétrica junto à distribuidora local e a região adequada para a instalação do sistema. Além disso, observar os custos relacionados ao projeto e o tempo de retorno do investimento que varia de acordo com o sistema a ser aplicado, tendendo a ser suscetível a mudanças bruscas devido principalmente às regulamentações, incentivos tributários por parte do governo, variações no preço dos equipamentos dos sistemas e das tarifas de energia. O objetivo deste artigo é comparar a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado em um centro de pesquisa na cidade de Salvador-Ba amparado pela resolução normativa da ANEEL Nº687/2015 com o modelo feed-in tariff (FiT), utilizando índices como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o payback descontado, de forma determinística e probabilística através do método de Monte Carlo.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos; minigeração; viabilidade financeira; Simulação de Monte Carlo; RN Nº 687/2015.

1. INTRODUÇÃO

Apesar de possuir um grande potencial solar com irradiações solares consideradas favoráveis para geração de eletricidade (acima de 4,00 kWh/m² por dia) em mais de 90% do território brasileiro (Pinto, 2016), o Brasil está longe de figurar entre os principais desta fonte de energia. Segundo o Banco de Informação de Geração (BIG) divulgado pela ANEEL (2017), a capacidade de geração no Brasil conta atualmente com aproximadamente 172 MW em geração fotovoltaica em operação, onde a maior parte das instalações no país ocorre em áreas isoladas (WWF, 2015).

A figura 1 mostra os empreendimentos de geração de energia elétrica dividido por tipo de fonte renovável e não renovável com sua respectiva contribuição na matriz energética do Brasil. A potência outorgada é igual à considerada no ato de outorga, enquanto que a potência fiscalizada é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

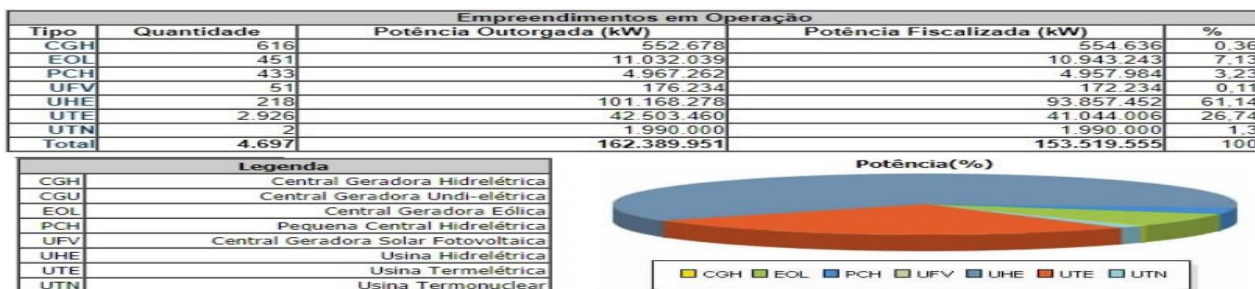


Figura 1. Matriz energética do Brasil (ANEEL, 2017)

A regulamentação é um fator primordial para viabilizar a geração fotovoltaica e mudanças significativas ocorreram nos últimos anos com ações de governo para o desenvolvimento como é o caso da RN nº 687/2015 onde descreve o modelo de tarifação *net metering* (também conhecido como sistema de compensação de energia elétrica), que é um sistema de medição utilizado por alguns países que já possuem os sistemas fotovoltaicos em residências conectados à rede para realizar a medição de geração e consumo de energia do sistema. É utilizado um instrumento de medição eletrônico que registra o consumo de energia elétrica que é fornecida pelo sistema implantado e também a quantidade de energia que foi consumida da rede elétrica, e ainda se foi feita exportação com o uso de um único medidor, que gira em sentido contrário no momento que a produção supera ao consumo (Villalva, 2012).

Considerado por Farias, Trigos e Cavalcanti (2012) um modelo de sucesso e sendo utilizada em mais de 40 países no mundo, o funcionamento das *feed-in tariffs*, também chamada de tarifa prêmio, é dado através do estabelecimento de um preço, estipulado pelo governo, para que as distribuidoras de energia elétrica paguem por cada kWh gerado através tecnologias baseadas em fontes renováveis ocorrendo redução de preços ao longo do tempo, com o objetivo de forçar ou incentivar desenvolvimentos que levem a redução do custo de geração da fonte fotovoltaica através da oferta de contratos de longo prazo aos produtores de energias renováveis, normalmente com base no custo de geração de cada tecnologia (Rodríguez, 2002; Nogueira, 2011; Perloti et al, 2012; Landeira, 2013 e Mian, 2015).

2. PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL

Segundo levantamento feito através de análise das contas de energia da instituição foi possível determinar de forma mais precisa o consumo do centro de pesquisa. Por se enquadrar como consumidor comercial horo-sazonal A4 verde, a fatura é dividida por consumo no horário de ponta e fora da ponta. Foi levado em conta apenas o consumo ativo fora da ponta que é onde ocorre a geração de energia fotovoltaica. Nesse período, o consumo mensal do centro de pesquisa varia de 620 a 850 MWh totalizando 8,5 GWh anual como mostra a Fig. 2.

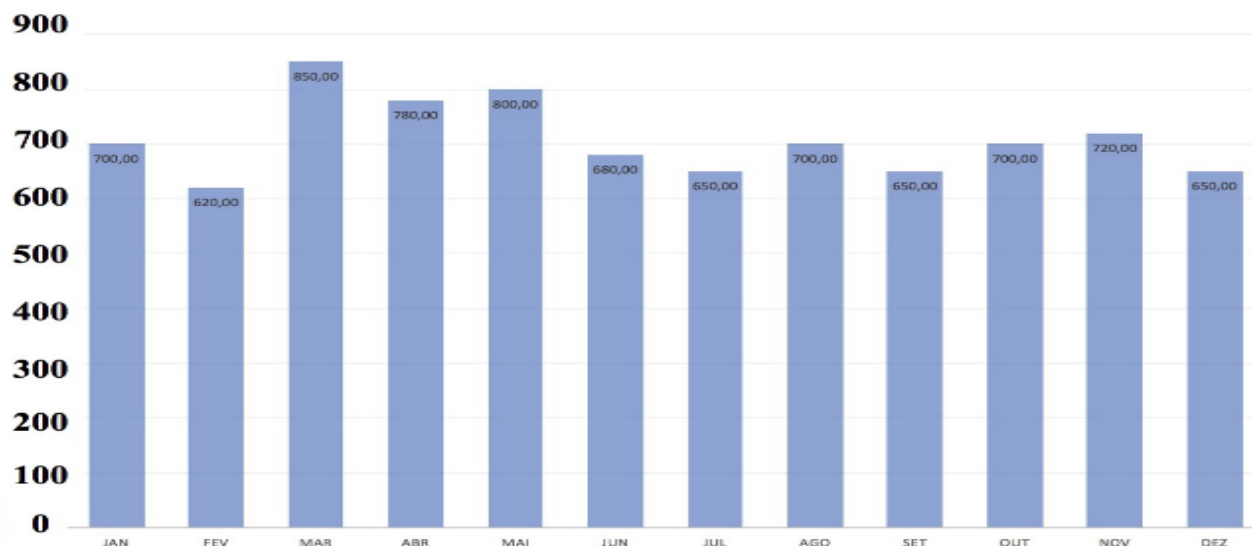


Figura 2. Consumo ativo anual em diferentes meses do ano em MWh.

Para analisar a viabilidade econômica da geração de energia elétrica a partir de um sistema fotovoltaico conectado a rede (SFCR), esta pesquisa propõe um estudo de caso na modalidade intrínseca, de natureza quantitativa, fazendo levantamento de variáveis para a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede conforme a Resolução Normativa Nº 687/2015, considerando a viabilidade econômica através do Valor Presente Líquido (VPL) que traduz a melhor relação entre os investimentos e as receitas esperadas, utilizando-se a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ou seja, ele mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil. Essa Taxa Mínima de Atratividade representa a menor taxa que um investidor está disposto a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que um tomador de dinheiro se propõe a pagar ao fazer um financiamento, sendo influenciada pelo custo de oportunidade, o risco do negócio e a liquidez do negócio.

Outro índice importante é a Taxa Interna de Retorno (TIR) que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial. Em outras palavras, é uma taxa na qual o valor atual das entradas seja igual ao valor atual das saídas. Por fim, o payback descontado que é o tempo de retorno sobre o investimento. Para isso, são realizadas também simulações com um modelo de simulação de Monte Carlo como ferramenta auxiliar para tomada de decisão. A figura 3 apresenta as etapas da metodologia empregada.

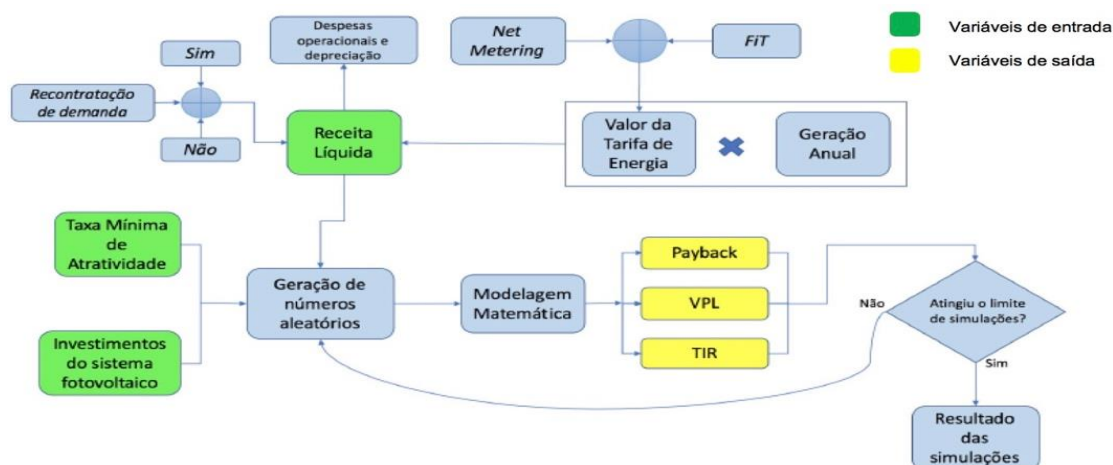


Figura 3. Algoritmo para aplicação da simulação de Monte Carlo

Na tabela abaixo estão relacionados parâmetros que alguns autores (Mitscher, 2012; Holdermann, 2014 e Silva, 2016) utilizaram em seus trabalhos, preenchidos com dados iniciais definidos para esse trabalho:

Tabela 1: Variáveis utilizadas no estudo da viabilidade econômica

DESCRIÇÃO	VALORES
Potência do sistema (kWp)	5000
Performance ratio (%)	80
Perda de eficiência anual do sistema (%)	0,4 até o 10º ano 0,65 após 10º ano
Taxa de desconto (%)	7
Taxa mínima de atratividade (%)	7
Aumento anual da tarifa de energia elétrica (%)	5
Tempo de vida útil do sistema (anos)	25
Custo de operação e manutenção (% do investimento inicial)	1
Depreciação dos ativos ao ano (%)	0,04
Investimento de implantação (R\$/Wp)	5,10
Tarifa <i>Net Metering</i> (R\$)	0,23894
Tarifa FiT (R\$)	0,95576

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

De acordo com os resultados econômicos obtidos, o investimento na geração de energia fotovoltaica apresenta um potencial risco de fracasso para consumidores que possuem tarifação diferenciada como os do grupo A, que são tarifados de acordo com o horário do dia e o período do ano.

A análise dos resultados apresenta a diferença dos indicadores financeiros *payback*, VPL e TIR, entre os dois modelos tarifários aplicados ao fomento da minigeração, *net metering* e *feed-in tariff*, ficando comprovada a atratividade desta última sobre o sistema de compensação e geração de créditos definida pela resolução normativa N° 687/2015. A figura 4 mostra um dos resultados da simulação de Monte Carlo após 30.000 iterações.

Percebe-se que o *payback* descontado do modelo FiT é muito mais atrativo pois apresenta um tempo de retorno médio de 6 anos e 2 meses, enquanto que no modelo *net metering* o tempo de retorno é em média 23 anos e meio.

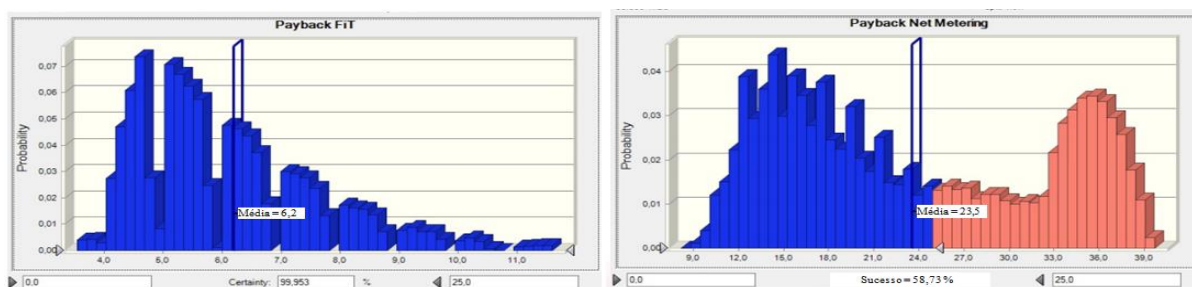


Figura 4. Resultado do payback nos diferentes modelos

Os índices econômicos gerados pela simulação de Monte Carlo levam em consideração as incertezas previstas, permitindo assim uma análise da probabilidade de insucesso econômico do projeto. Os resultados das simulações através do método de Monte Carlo estão destacados na tabela abaixo:

Tabela 2: Resultados dos índices econômicos da simulação de Monte Carlo

Variável	Mínimo	Média	Máximo	Probabilidade
VPL Net	(R\$ 24.543.202,02)	R\$ 3.485.777,80	R\$ 71.883.862,18	58,73% > 0
VPL FiT	(R\$ 2.068.834,47)	R\$ 26.969.939,41	R\$ 86.189.019,63	99,95% > 0
TIR Net	3%	12%	21%	96,67% > TMA
TIR FiT	13%	23%	32%	100% > TMA
PB Net	8 anos e 2 meses	23 anos e 6 meses	39 anos e 9 meses	58,74% < 25 anos
Pb FiT	3 anos e 6 meses	6 anos e 2 meses	28 anos e 5 meses	99,95% < 25 anos

4. CONCLUSÃO

A viabilidade da minigeração depende de diversos fatores como, por exemplo, investimento inicial necessário, desempenho do sistema de acordo com os níveis de irradiação solar, energia gerada durante a vida útil, perfil da curva de carga do consumidor e, além disso, das condições vigentes nas tarifas de energia elétrica para o grupo em questão, tais condições, além de outras, foram incluídas no modelo para a avaliação. Considerando o mercado atual, ainda não há uma paridade tarifária do valor do kWh gerado pelo sistema fotovoltaico com o valor do kWh fornecido pela distribuidora local (COELBA) para consumidores do grupo A verde, tornando desfavorável o investimento no SFCR em um primeiro momento para o centro de pesquisa.

O modelo tarifário *net metering* não apresenta resultados que incentivem a geração distribuída para o centro de pesquisa ou qualquer outro consumidor que se enquadre na mesma condição de tarifação, devido ao baixo custo do kWh fornecido pela rede que seria utilizado nos sistemas de compensação de créditos.

Com a utilização do método de Monte Carlo, foram feitas comparações entre os modelos *net metering* e *feed-in tariff* apontando que, no modelo onde toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é injetada na rede, ocorrem melhores resultados do VPL, TIR e *payback* comprovando que o método de Monte Carlo se mostra uma ferramenta de suma importância para simular cenários que envolvem incertezas, que nesse caso foram as variáveis: custo de implantação do SFCR, a taxa de aumento da tarifa de energia e também a taxa mínima e atratividade.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao SENAI CIMATEC pela disponibilização dos dados de consumo, modelo de tarifação e dados construtivos para a realização do trabalho.

6. REFERÊNCIAS

- Aneel, 2017, Banco de Informação de Geração. Big. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 13 Ago. 2017.
- Faria, Haroldo de; Trigo, Frederico BM; Cavalcanti, João AM, 2016, “Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospect”s. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>>.
- Holdermann, Claudius; Kissel, Johannes; Beigel, Jürgen, 2014, “Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors”. Energy Policy, Elsevier, v. 67, p. 612–617. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.064>>.

- Landeira, Juan Lourenço Fandino, 2013, “Análise Técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ. Disponível em: <<http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2013091801.pdf>>.
- Mian, Helena Magalhães, 2015, “Análise regulatória da participação da energia solar fotovoltaica e estudo do melhor mecanismo de suporte para inseri-la na matriz elétrica brasileira”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, Brasília/DF. Disponível em: <<http://repositorio.unb.br/handle/10482/18960>>.
- Mitscher, Martin; Rütther, Ricardo, 2012, “Economic performance and policies for grid- connected residential solar photovoltaic systems in Brazil”. Energy Policy, Elsevier, v. 49, p. 688–694. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.009>>.
- Nogueira, Larissa Gonçalves, 2011, Políticas e Mecanismos de Incentivo às Fontes Renováveis Alternativas de Energia e o Caso Específico da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil e no Chile. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas/SP. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/264719>>.
- Perlotti, Edgar et al, 2012, “Proposta para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira”. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE, São Paulo. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>.
- Pinto, Julian TM; Amaral, Karen J; Janissek, Paulo R, 2016, “Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing”. Solar Energy, Elsevier, v. 133, p. 73–84. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.048>>. Acesso em: 29 Out. 2016.
- Rodríguez, Carlos Roberto Cervantes, 2002, “Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede”. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas/SP. Disponível em: <http://www.professores.uff.br/dulcemar/Doc_PDF/Tarifas_Energia.pdf>.
- Silva, Helder Henri; Moisés, Antonio Luiz Silva, 2016, Geração fotovoltaica distribuída: Estudo de caso para consumidores residenciais de Salvador-BA. Revista Brasileira de Energias Renováveis, v. 5, n. 1, p. 164 – 180. Disponível em: <<http://revistas.ufpr.br/rber/article/view/45270/pdf>>.
- Villalva, Marcelo Gradella; Gazoli, Jonas Rafael, 2012, Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Érica.
- WWF, Brasil, 2015, “Mecanismos de suporte para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira: modelo e sugestão para uma transição acelerada”. Brasília: Supernova Design. Disponível em: <http://d3nehc6yl9qzo4.cloudfront.net/downloads/mecanismos_de_suporte_para_insercao_da_energia_solar_1.pdf>. Acesso em: 02 Set. 2016.

7. RESPONSABILIDADE AUTURAL

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste trabalho.

A MODEL OF SIMULATION AND ANALYSIS OF IMPLEMENTATION OF PHOTOVOLTAIC GENERATION IN THE FACILITIES OF A RESEARCH CENTER: AN APPROACH ACCORDING TO RN N° 687/2015

Thiago da Paz Caldas, thiagopc@chesf.gov.br¹

Alex Álisson Bandeira Santos, alex.santos@fieb.org.br²

¹Companhia Hidro Eletrica do São Francisco - CHESF, Av. São Rafael, s/n. São Marcos, Salvador/BA

²Campus Integrado de Manufatura e Tecnologias SENAI CIMATEC, Av. Orlando Gomes, 1845 - Piatã, Salvador - BA

Abstract. The need to diversify the world energy matrix contributes to the deployment of renewable energy sources, a factor that stimulates the installation of photovoltaic systems and the training of human resources with basic knowledge in this area, offering alternatives that contribute to the balance of the environment . In order to begin the implementation of a solar power generation system, it is important to evaluate the estimated electric energy that will be produced by the system through solarimetric data, a survey of the customer's electricity consumption and its tariff agreement, panels, cost of the electric energy tariff with the local distributor and the appropriate region for the installation of the system. In addition, to observe the costs related to the project and the time of return of the investment that varies according to the system to be applied, tending to be susceptible to sudden changes mainly due to regulations, tax incentives by the government, variations in the price of systems and energy tariffs. The objective of this article is to compare the economic feasibility of a network-connected photovoltaic system installed in a research center in the city of Salvador-Ba supported by ANEEL's normative resolution N°687 / 2015 with the feed-in tariff (FiT) model, using indexes such as the Net Present Value (NPV), the Internal Rate of Return (IRR) and the discounted payback, in a deterministic and probabilistic way using the Monte Carlo method.

Keywords: Photovoltaic systems; minigeration; financial feasibility; Simulation of Monte Carlo; RN No. 687/2015.