

AVALIAÇÃO ECONÔMICA E DE RISCO DE UM PROJETO DE IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Laura Jacoby Ruaro – laura.jruaro@gmail.com

Ana Paula Beck da Silva Etges – ana.etges@puccrs.br

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Departamento de Engenharia de Produção

Resumo. As energias renováveis representam uma parcela significativa na Matriz Elétrica brasileira; entretanto, o país sofre as consequências de uma crise desencadeada pela grande dependência em relação à energia proveniente das hidrelétricas, aliada à falta de ampliação da capacidade de oferta de energia. Nesse contexto, inserem-se as Resoluções Normativas nº 482 e 687 lançadas pela ANEEL que autorizaram consumidores a produzir energia no próprio local de consumo através de uma fonte renovável. Apresentando elevados índices de irradiações solares, o Brasil garante vantagens para usufruir da energia fotovoltaica para suprir sua demanda energética, contudo o ainda elevado custo da tecnologia e a carência de um eficiente apoio para aquisição do capital do investimento mostram que o governo federal deve ampliar os incentivos para promover a geração distribuída, a fim de que essa vantagem seja repassada aos consumidores. Ao analisar a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, englobando a análise de riscos através da Simulação de Monte Carlo para obtenção de resultados mais consistentes, esse estudo resultou em um Valor Presente Líquido (VPL) negativo e sensível à variabilidade do reajuste tarifário, concluindo-se como inviável, do ponto de vista econômico, o investimento para uma indústria de pequeno porte em Porto Alegre.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, Viabilidade econômica e Simulação de Monte Carlo.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com o pressuposto do World Energy Outlook (IEA, 2015a), a população mundial irá crescer de 7,1 bilhões de habitantes, desde o ano de 2013, a 9 bilhões até 2040. A mesma fonte também presume que a demanda global de energia continuará crescendo (IEA, 2015a) e, aliado a este fato, aumentam as preocupações em torno das mudanças climáticas, elevando estímulos para que governos de todo mundo procurem novas maneiras de ofertar energia a fim de diminuir impactos ambientais e emissões de gases do efeito estufa (IRENA, 2016).

Sá e Garcia (2015) questionam como um país tão rico em recursos naturais como o Brasil está inserido em uma crise energética desencadeada por diversos fatores. Além do aumento do preço por kWh e da falta de ampliação da capacidade de fornecimento de energia, os autores comentam como a crise hídrica cruzou-se com a crise energética uma vez que, em um período de escassez, revelou-se a incapacidade do sistema de atender a demanda, além de mostrar a inabilidade dos órgãos responsáveis por esse planejamento. Em 2015, a oferta interna de energia elétrica recuou 1,8% comparado ao ano de 2014. As Energias Renováveis responderam por 77,1% do total da Matriz Elétrica Brasileira, sendo 65% graças à energia hidrelétrica (MME, 2015a). Da Silva et al. (2016) listam algumas das questões que precisam ser verificadas, como o aceleração de outras fontes renováveis para a geração de energia e, ainda, o papel de combustíveis fósseis como o petróleo, o gás natural e o carvão, em um período que globalmente procura-se reduzir o uso dessas fontes.

A energia solar fotovoltaica é uma forma de energia solar direta, resultante da conversão direta da luz em eletricidade (CRESESB, 2014). Em 2010, a União Europeia respondia por três quartos da capacidade dessa fonte de energia no mundo, sendo a Alemanha responsável pela maior parte dessa parcela. Essa região vem auxiliando o desenvolvimento da tecnologia e a redução de seus custos, sustentada também pelo continente asiático, que liderado pela China, ampliou sua participação no mercado mundial, respondendo por 90% da produção de painéis solares em 2014 (IEA, 2015a).

A partir de 1º de março de 2016, entrou em vigor a resolução nº 687 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015a), que altera alguns artigos da resolução nº 482 de 2012, que autorizou pessoas físicas e jurídicas a gerarem sua própria energia com sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) (ANEEL, 2012). Apesar de apresentar custos declinantes, o custo das células fotovoltaicas ainda representa um obstáculo para que esse sistema seja mais competitivo e difundido em maior escala (CRESESB, 2014). Lacchini e Rütther (2015) citam que esses custos decrescentes, aliado às altas taxas de irradiação solar no território brasileiro, são fatores essenciais para que essa fonte comece a progredir no País. Os autores reiteram que as ações realizadas pelo governo em prol dos projetos fotovoltaicos apresentam resultados positivos onde as tarifas de energia são altas. Devido a esses fatores, ao fato que as Indústrias são responsáveis pelo uso de 36,4% da eletricidade no País e de que a tarifa média nacional de eletricidade industrial cresceu 51,7% (MME, 2015a), este trabalho apresenta como objetivo geral realizar uma análise de viabilidade econômica do projeto de implementação de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede elétrica (SFCR), em uma indústria de beneficiamento de vidro de pequeno porte. Como objetivos específicos tem-se: (i) trazer o estudo para a realidade brasileira em relação à geração distribuída fotovoltaica, conferindo os incentivos presentes no País e buscando-se pela forma de financiamento mais vantajosa e (ii) realizar uma análise de riscos através da Simulação de Monte Carlo (SMC).

Esse Estudo de Caso limita-se a previsão a médio prazo de um investimento em um projeto solar fotovoltaico localizado em Porto Alegre, sendo necessárias algumas modificações para que seja aplicado em outras localidades. Para contextualização do trabalho à realidade do País, o módulo fotovoltaico utilizado foi de origem brasileira. O presente trabalho foca na implementação de um SFCR, não abordando sistemas autônomos de geração de energia solar. Aspectos demasiadamente técnicos e elétricos não serão incluídos na análise, assim como a validação desse projeto em tempo real.

A estrutura do presente trabalho está dividida em cinco seções. A primeira seção apresentou a introdução ao tema, a justificativa, os objetivos e as delimitações desse artigo. Na seção dois são apresentados os principais conceitos que serão utilizados. Os métodos de pesquisa e os métodos de trabalho são apresentados na seção três. Na seção seguinte são apresentadas as aplicações práticas e, na seção cinco, são expostas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

A fim de melhor compreender o objetivo deste trabalho, serão abordados os seguintes temas no presente Referencial Teórico: na subseção um, serão revisados os conceitos de Energia Solar Fotovoltaica; na subseção dois serão apresentadas algumas abordagens na literatura para as projeções futuras das Tarifas de Energia; e, na subseção 3, os Métodos de Análise Econômica de Investimento em Projetos e a Análise de Riscos.

2.1 Energia solar fotovoltaica

Conforme divulgado pela ANEEL (2014, p. 10), “A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e criou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente”. A Resolução Normativa nº 687 da ANEEL (2015a), que entrou em vigor em março de 2016, estabelece novas condições para esse acesso e para esse sistema de compensação.

Em Novembro de 2015, foi lançada uma linha de crédito do Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar, o programa Mais Alimentos, permitindo que pequenos produtores possam financiar equipamentos para produção de energia eólica e solar com condições de crédito diferenciadas, facilitando assim o investimento inicial do projeto (PORTAL BRASIL, 2015). Em Dezembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), desenvolvendo estímulos à geração de energia no local de consumo. O programa objetiva promover novas ações e benefícios, como: a ampliação de linhas de créditos e financiamento para projetos de instalação de sistemas de geração distribuída, tanto em segmentos residenciais como industriais; incentivos para fabricantes de equipamentos usados nesse tipo de investimentos; a isenção de PIS/COFINS da energia injetada na rede e não compensada; o apoio do BNDES, autorizado a apoiar com recursos e taxas diferenciadas projetos enquadrados nesse desenvolvimento em escolas e hospitais públicos; a isenção da cobrança do ICMS, que cobra do consumidor apenas o ICMS sobre o saldo da energia recebida da distribuidora (MME, 2015b). Ressalta-se que a isenção do ICMS foi regulamentada pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) no Convênio 16/15 e já foi aderida pelo Rio Grande do Sul no Convênio 157/15 (CONFAZ, 2015).

Várias células fotovoltaicas são ligadas para produzir painéis ou módulos fotovoltaicos. Os materiais de fabricação mais comuns no mercado são compostos de Silício cristalino ou amorfo e, geralmente, as estruturas desse sistema são fixadas em lajes e telhados (GAZOLI et al., 2015), sendo associadas em série e/ou paralelo para que se obtenha os níveis de corrente e tensão desejados (CRESESB, 2014). O sistema fotovoltaico é constituído de um gerador fotovoltaico, de um inversor e de outros componentes periféricos. O gerador refere-se ao conjunto de módulos, enquanto o inversor é um equipamento eletrônico que condiciona a potência e torna possível o consumo da energia aos padrões que são hoje empregados (NAKABAYASHI, 2014). O custo de um projeto fotovoltaico é composto pelos módulos, pelo inversor e pelo Balance of the System, que engloba os equipamentos auxiliares, a estrutura do sistema, os custos de engenharia, de instalação e de montagem (ORTIZ, 2014). A energia produzida pelo sistema é inteiramente inserida na rede elétrica, estando o consumidor sujeito à: continuar sendo abastecido pela rede caso não ocorra geração suficiente para o seu consumo; ou, exportar energia para a rede, recebendo um crédito, caso ocorra uma produção maior do que o seu consumo. Esse crédito pode ser descontado na conta de energia ou pode ser acumulado nos meses seguintes (GAZOLI et al., 2015).

Apesar de existirem diversos modelos de painéis fotovoltaicos disponíveis no mercado, o projeto é influenciado significativamente pelo aspecto construtivo do local (MARINOSKI et al., 2004). Os autores chegaram a essa conclusão após um estudo de pré-dimensionamento de um SFCR no edifício sede do CREA-SC, que apresentou as seguintes etapas: primeiramente realizou-se uma análise da área de cobertura disponível, considerando-se uma área livre para circulação devido à manutenção do equipamento e, também, um percentual de afastamento entre os módulos devido ao sombreamento; na sequência realizou-se uma análise da sombra, sendo definida a área útil da instalação; na terceira etapa, através da coleta de dados do consumo de energia, obteve-se uma média mensal; na quarta, realizou-se uma análise de orientação geográfica para obtenção dos azimutes de cada fachada do prédio; e por fim, antes da análise dos resultados, os autores coletaram dados da radiação solar local e analisaram os ângulos para a inclinação dos painéis.

Costa et al. (2014) verificaram que o sombreamento e o aproveitamento do Sol, relacionado ao ângulo de instalação do módulo, são fatores significativos na produtividade final de um SFCR, obtendo-se o desempenho global ou a ‘Performance Ratio’ dividindo-se a produtividade final pela produtividade ideal, sem as perdas, conforme Eq. (1).

$$\text{Produtividade final (Yf)}/\text{Produtividade de referência(Yr)} \quad (1)$$

No hemisfério sul, a orientação que permite maior aproveitamento solar é aquela voltada para o norte geográfico, onde a superfície está de frente para o caminho do sol (MARINOSKI et al., 2004). Em relação à inclinação dos módulos, geralmente utiliza-se o valor da latitude local como ângulo, conforme os requisitos e o propósito do projeto. Quando esse propósito é a maior geração de energia pelo sistema, pode ser utilizado o ângulo com a maior média diária anual de irradiação solar (CRESESB, 2015). Para determinação da direção do norte geográfico, Marinowski et al. (2004) recomendam a utilização de uma bússola para determinação do norte magnético da localidade, subtraindo-se deste ângulo a declinação magnética da cidade, obtendo-se o desvio azimutal, conforme Eq. (2).

$$\text{Desvio azimutal} = \text{Norte magnético} - \text{Declinação magnética} \quad (2)$$

A área total necessária para a instalação do sistema, em m², é obtida através da Eq. (3), que relaciona a Potência média necessária (Pcc), em kWpcc, com a Eficiência do painel (Eff), em % (MARINOSKI et al., 2004).

$$\text{Área total} = \frac{Pcc}{Eff} \quad (3)$$

A Eq. (4) mostra o cálculo para estimação da geração de energia pelo sistema, onde Po é a potência nominal da unidade geradora, em kW; FC é o Fator de Capacidade, em %; 8760 são as horas totais em um ano; d é a redução anual de produtividade do sistema, em %; e n é o ano analisado.

$$E = Po * FC * 8760 * (1 - d)^n \quad (4)$$

O Fator de Capacidade (FC) é um conceito que relaciona a energia efetivamente produzida pela produção que o sistema teria caso funcionasse em sua capacidade nominal, durante um tempo específico, como mostra a Eq. (5). Onde PR é a Performance Ratio, em %; Yr é a produtividade de referência que se dá pela irradiação solar diária média do local, em kWh/m²*dia; e (t2-t1) é um período de tempo (NAKABAYASHI, 2014).

$$FC = \frac{Yr * PR}{(t2 - t1)} \quad (5)$$

2.2 Tarifa de energia

Uma boa previsão do preço da eletricidade é importante para a compreensão dos potenciais riscos (HAMM; BORISON, 2006). Para realizá-la, pode-se usufruir de métodos baseados em modelos matemáticos ou de simulação, quando há disponibilidade de dados confiáveis, ou em métodos qualitativos, utilizando-se de opiniões de especialistas, conforme ocorreu na análise de viabilidade de um SFCR realizada por Holdermann et al. (2014), que utilizaram o estudo de Bonini (2011) para auxiliá-los na definição do reajuste anual da tarifa de eletricidade. O estudo de Rodrigues et al. (2016), que analisou projetos fotovoltaicos de pequena escala em diferentes países, baseou-se em dados verificados frente aos reguladores de cada país, sendo utilizada, no caso do Brasil, a taxa de evolução da energia informada pela ANEEL.

Hamm e Borison (2006) mencionam os principais problemas que geram uma previsão inadequada para o preço da eletricidade, no longo prazo: focar demais nos padrões existentes, baseados no passado e no presente; e, não usar uma combinação de dados de engenharia e dados financeiros para compor a previsão. Para os autores, existem quatro fontes de dados que podem ser usadas: preços de eletricidade históricos, preços antecipados, modelos de simulação de oferta e demanda e opiniões de especialistas, principalmente em relação a regulações e tecnologias. Sisodia et al. (2015), após um estudo dos diversos métodos de previsão de preço de energia presentes na literatura, também concluíram que as variáveis principais que ditam o futuro são a incerteza nas regulamentações governamentais e as mudanças tecnológicas.

Para a verificação das condições atuais e futuras da microgeração fotovoltaica brasileira, Nakabayashi (2014) notou a necessidade da projeção para as tarifas de energia, ao longo do período de avaliação do projeto. O autor analisou a trajetória da tarifa em torno de 20 anos, concluindo que diversos fatores podem auxiliar a explicar suas alterações, como a situação do setor elétrico brasileiro no período e políticas governamentais.

2.3 Métodos de análise econômica de investimento em projetos e Análise de Riscos

Ao estudar um SFCR, Pereira et al. (2014) consideraram a análise de riscos para obter resultados mais consistentes para o Valor Presente Líquido (VPL). Eles classificaram esse método, que traz para valor presente a diferença entre fluxos de caixas de receitas e despesas, como sendo um índice de análise de retorno de investimento, enquanto a Taxa Interna de Retorno (TIR), que representa a taxa de retorno que zera o VPL, e o Payback, que mostra o tempo necessário para recuperar o investimento, são considerados indicadores simples de análise de risco. Uma vez que aplicados de maneira determinística, esses métodos não inserem a incerteza ao longo do período do projeto, justifica-se o uso de métodos probabilísticos para os cálculos, de maneira a ser incluída na análise as possíveis variações desses parâmetros.

Nakabayashi (2014) realizou uma análise de viabilidade econômica para SFCR com os métodos do VPL, da TIR e do Payback, em diferentes capitais do País. Ele explica que cada uma dessas metodologias tem suas limitações, enquanto o VPL não mostra o tamanho do retorno de cada unidade monetária investida, o Payback não abrange aspectos

relacionados à rentabilidade na análise. O autor criou diferentes cenários com valores distintos de taxa de crescimento da tarifa energética. No cenário em que utiliza como reajuste da tarifa um valor acima da inflação, verificou-se a viabilidade em quase todas as capitais. Para determinação da taxa de desconto, o autor fez uso da taxa de juros SELIC. Gonçalves (2013, p. 79) substitui a taxa de juros na equação do VPL pela TMA, explicando que ela é “uma taxa mínima disponível, que cada investidor deve optar, para aplicação do capital, levando em consideração o grau de risco empregado”.

A viabilidade econômica de um SFCR foi estudada por Mitscher e Rütther (2012), em ambientes residenciais. O estudo foi aplicado em cinco capitais diferentes, a fim de cobrir locais com diferentes irradiações solares e valores de tarifas energéticas. Utilizando-se o método do VPL, a análise abrangeu diferentes cenários, com taxas de juros distintas para aquisição do capital do investimento. Baixas taxas de juros aplicadas em locais com menor irradiação garantiram a viabilidade econômica do projeto. Contudo, onde a taxa de juros se eleva, a viabilidade é verificada apenas onde a tarifa de energia é alta, sendo completamente inviável no cenário da mais alta taxa. Os autores concluíram que o custo de capital é o fator chave em um projeto como esse no Brasil, sendo essencial a presença de condições de financiamento adequadas.

Holdermann et al. (2014) ampliaram essa análise para 63 localidades nos setores comerciais e residenciais, pressupondo taxas de crescimento para a tarifa energética e taxas de desconto. Sabendo-se o tamanho do sistema com auxílio de um software específico, eles puderam calcular o custo máximo que esses projetos deveriam apresentar para serem viáveis. Todas as localidades mostraram-se inviáveis economicamente para isso. Mesmo criando cenários com menores custos e taxas de desconto, a melhor situação para o Rio Grande do Sul seria um projeto no qual seria indiferente investir no sistema fotovoltaico ou continuar sendo abastecido pela rede de energia. Para a ocorrência desses cenários, seriam necessárias a redução dos custos da tecnologia e mais adequadas condições de financiamento, provendo de uma melhor integração entre a geração de energia distribuída e bancos de desenvolvimento como o BNDES e a CAIXA.

Como a viabilidade do projeto depende de fatores externos a ele, existindo incertezas em relação à tendência de variáveis no futuro, Nakabayashi (2014) utilizou a simulação de Monte Carlo por ela proporcionar a realização de simulações. Para suas análises, Pereira et al. (2014) e Nakabayashi (2014) escolheram o indicador VPL como a variável dependente. Esta é influenciada pelas variáveis independentes, que no caso de Pereira et al. (2014) foram os custos do projeto, a taxa de juros e o valor da tarifa de energia. Como cada variável possui seu próprio risco, combinadas elas representam o risco do projeto. Nakabayashi (2014) escolheu como variáveis independentes a taxa de desconto, a inflação, o percentual de autoconsumo, o reajuste da tarifa de energia e a redução do preço do sistema fotovoltaico. A cada variável independente foi aplicada uma distribuição de probabilidade, baseada em algum critério como dados históricos ou experiências técnicas. Não opera-se, portanto, com um valor pragmático esperado para a variável e sim com um intervalo de valores. Estes são simulados através da geração de número aleatórios, com o desenvolvimento do modelo matemático e com o resultado do VPL, repetindo-se o procedimento até chegar-se em uma distribuição (NAKABAYASHI, 2014). Após as simulações, foi possível demonstrar o comportamento das variáveis em relação ao VPL, através de gráficos e planilhas. No estudo de Pereira et al. (2014), sem a presença de subsídios e redução de custos, os SFCR são inviáveis economicamente no Brasil, devido ao risco em obter VPL's negativos. No caso de Nakabayashi (2014), as simulações foram geradas para os anos de 2015 e 2020, apresentando este último uma viabilidade de 90,1% na média das capitais, diferente do resultado de 62,1% em 2015. O autor justificou essa melhora graças a tendência de queda nos custos do sistema e de crescimento nas tarifas de energia, o que tornaria o sistema de geração distribuída mais atrativo.

Ao estudar sobre as energias renováveis e suas vantagens econômicas, Ortiz (2014) conclui que, em investimentos de geração de energia elétrica, os riscos do projeto são associados à variabilidade da rentabilidade e aos lucros advindos dessa produção de energia. O projeto está exposto aos custos e preços desse mercado e o autor cita a metodologia do Value at Risk (VaR) como aplicável na mensuração de riscos, podendo ser realizada através da SMC. O VaR representa a maior variação que a empresa terá considerando uma determinada probabilidade de exceder um retorno esperado.

3. MÉTODO DE PESQUISA E MÉTODO DE TRABALHO

A primeira subseção desta etapa apresenta o Método de pesquisa, com as características da pesquisa em questão. A segunda subseção apresenta o Método de trabalho, com as etapas descritas para sua execução.

3.1 Método de pesquisa

O presente artigo caracteriza-se como uma pesquisa aplicada, uma vez que busca adquirir conhecimentos para aplicá-los na solução de problemas específicos. Em relação à abordagem, a pesquisa apresenta caráter quantitativo, fazendo uso de técnicas estatísticas para converter informações em números (PRODANOV; DE FREITAS, 2013).

Como objetiva verificar a viabilidade econômica de um projeto fotovoltaico, com o estudo das variáveis que compõem a análise, a pesquisa é caracterizada, quanto ao objetivo, de caráter exploratória. A pesquisa é definida, quanto aos procedimentos, como uma pesquisa documental e um estudo de caso. O Estudo de Caso concentra-se em uma aplicação específica, podendo ser apto a fundamentar uma generalização para casos similares (SEVERINO, 2007).

3.2 Método de trabalho

As etapas da execução desse Estudo de Caso estão divididas em três fases, como mostra a Fig. 1, a fim de atingir os objetivos explicados na Introdução. A Fase 1 está centrada na análise de aspectos pertinentes ao cenário em que a empresa

deste Estudo está inserida. A primeira ação tomada foi a escolha do módulo fotovoltaico brasileiro a ser implementado no sistema. Com o modelo escolhido e conhecendo-se a potência nominal e a eficiência do módulo, calculou-se a área real ocupada por cada um, conforme Eq. (3). A empresa apresenta dois telhados disponíveis para a instalação desse sistema, portanto, sabendo-se a área total de cada um, calculou-se a quantidade de painéis que o espaço poderia instalar. Em seguida, foram escolhidas a inclinação dos módulos e a orientação solar, para que o aproveitamento da energia solar fosse o máximo. Com esses dois dados de entrada, obteve-se os dados da irradiação solar média diária local no software Radiasol 2. Dispondo da irradiação solar e do rendimento do sistema, obteve-se o seu Fator de Capacidade (Eq. (5)) a fim de estimar-se o potencial de geração de energia (Eq. (4)). Foram coletados os dados de consumo e de gastos com energia elétrica da empresa com uma amostra de quatro meses, a fim de estimar-se uma média anual. Com o potencial de geração do sistema e com o consumo médio anual da empresa, estimou-se a redução na conta de energia, em porcentagem.

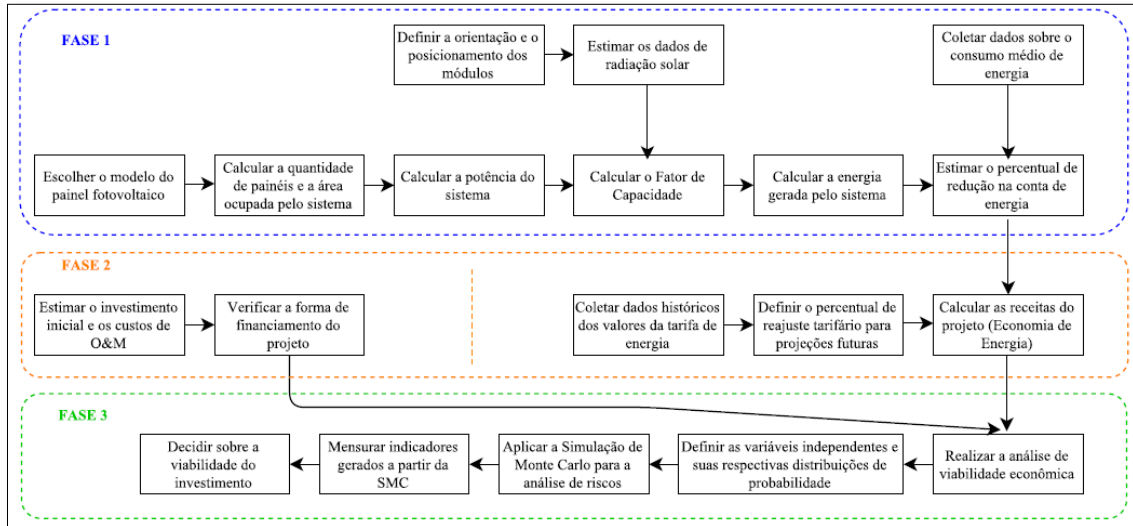


Figura 1: Fluxograma do Método de Trabalho. Fonte: Elaborado pelo autor

Na Fase 2, paralelamente, foram estimados os custos do projeto e as receitas. Em relação ao investimento inicial, a estimativa foi feita consultando-se fornecedores e especialistas da área. Assim, também foi confirmado os custos de manutenção e operação (O&M), visto que a literatura sugere um percentual entre 0,5 e 1% do investimento inicial para consideração de custos de O&M (NAKABAYASHI, 2014; MITSCHER; RÜTHER, 2012; HOLDERMANN et al., 2014). Após a definição desses valores, procurou-se por uma forma de financiamento para aquisição de parte do capital necessário ao investimento e consequentemente a mensuração da TMA a ser utilizada para esse projeto.

O estudo feito por Nakabayashi (2014) foi usado como base para a compreensão do comportamento da tarifa ao longo dos últimos 20 anos. O autor identificou que, no período de 1995 a 2004, as tarifas cresceram acima do índice da inflação, enquanto que no período de 2005 a 2013, observou-se um crescimento abaixo desse mesmo índice. Assim, os dados históricos também foram coletados para esse período de tempo, de 1995 a 2014, na biblioteca virtual da ANEEL (2016). Desconsiderou-se o ano de 2015 uma vez que, devido à elevada variação ocorrida no preço da energia nesse período, ele representaria um outlier e poderia comprometer o estudo. Utilizou-se os dados obtidos para a realização do cálculo do percentual de reajuste tarifário, a ser utilizado na estimação das projeções futuras da análise. Com esse resultado e com o potencial de geração de energia descoberto na Fase 1, foi possível estimar as receitas do projeto a cada ano.

A Fase 3 reuniu as informações das etapas anteriores para o desenvolvimento da análise de viabilidade econômica do investimento, com os métodos do VPL, TIR, IL e Payback descontado para um horizonte de 25 anos, período de vida útil do sistema consultado com um especialista e utilizado em fontes na literatura (NAKABAYASHI, 2014; MITSCHER; RÜTHER, 2012). Em seguida, foi realizada a análise de riscos através da simulação de Monte Carlo (SMC), a fim de tornar a análise mais precisa. A definição das distribuições de cada variável foi realizada com o auxílio do software @Risk, utilizando-se dados históricos coletados de cada uma para definir o seu comportamento. Com a aplicação da SMC, foi possível mensurar indicadores como o VaR+ a fim de sustentar a orientação à tomada de decisão.

4. APLICAÇÃO PRÁTICA

A aplicação prática da sequência de atividades apresentada no método de trabalho está descrita nesta seção. Ela está dividida em três subseções, onde cada uma refere-se a uma fase do método.

4.1 Fase 1: Análise da empresa e do sistema fotovoltaico

O contrato celebrado entre a empresa deste Estudo de Caso e a concessionária de energia, a distribuidora CEEE-D, classifica a empresa no subgrupo de Alta tensão e classe 4, inserindo-a na modalidade de tarifação verde com conexão

trifásica. Ao contextualizar-se o trabalho à realidade brasileira, escolheu-se um módulo fotovoltaico credenciado no BNDES, possibilitando a realização do financiamento desse projeto através da linha de crédito do FINAME, de forma indireta por meio de uma instituição financeira credenciada. Para poder utilizar-se créditos do BNDES o painel precisa ter um índice de nacionalização de pelo menos 60%. Portanto, escolheu-se o painel monocristalino MS 150 da empresa brasileira Minas Sol, que possui uma potência nominal de 150W, uma eficiência de 14,7% e um número de células igual a 36 (4x9), apresentando dimensões de 1485 x 685 x 40mm, para altura, largura e espessura respectivamente.

Como a Empresa apresenta dois telhados, um de 100m² e outro de 375m², realizou-se um estudo de dimensionamento para a instalação dos painéis, considerando-se as dimensões do modelo escolhido e as limitações de comprimento e largura de cada telhado. Para o de menor área, estimou-se a quantidade de 70 painéis na cobertura, enquanto que 252 painéis foram previstos para o telhado de maior área. Neste cálculo, considerou-se um espaçamento de 0,6m entre uma fileira e outra, visando a redução de sombra que poderia ocorrer entre os módulos. Esta distância foi definida consultando-se uma empresa especialista do setor. Com 322 painéis, a potência do sistema foi estimada em 48,3 kWp, conforme Eq. (3).

Para a estimação da irradiação solar média anual de Porto Alegre foi necessária a escolha de um ângulo de inclinação e de um desvio azimutal para os painéis. O telhado da empresa está direcionado para o Norte, o que é ideal para localidades situadas no Hemisfério Sul; entretanto, para que o sistema esteja direcionado para o Norte verdadeiro, o Geográfico, foi necessário calcular o desvio azimutal. Para obtê-lo, utilizou-se o aplicativo Sun Surveyor. Uma vez que obteve-se o verdadeiro norte pelo aplicativo, não foi necessária a utilização da declinação magnética da cidade, conforme Eq. (2), para obtenção do desvio. O desvio encontrado foi de 10° Oeste ou -10°. Em relação ao ângulo de inclinação dos módulos, o software SunData, desenvolvido pelo CRESESB, recomenda que, quando o objetivo é a maior geração de energia, deve-se utilizar o ângulo com a maior média diária anual, que no caso de Porto Alegre é 24°N. Como esse software não permite a escolha de um desvio azimutal como dado de entrada, foi utilizado o software Radasol 2 para obtenção dessa média. Posteriormente, para a SMC, foi considerado um intervalo de irradiações baseado nos dois softwares. Para determinação desse intervalo, o valor mínimo considerado foi 4,74 kWh/m²*dia, a irradiação média obtida no software SunData, para módulos em Porto Alegre com inclinação de 24°N e desvio azimutal 0°. O valor máximo foi 5,1 kWh/m²*dia, encontrado pelo software Radasol 2, que inclui o correto desvio de -10° juntamente com o ângulo de inclinação de 24°N.

O Fator de Capacidade do equipamento foi estimado em 14,88%, calculado conforme Eq. (5), supondo uma Performance Ratio de 70% para as análises econômicas, e considerando-se um intervalo entre 60% e 80% na análise de riscos, conforme sugerido por MARION et al. (2005). Em seguida, realizou-se o cálculo do potencial de geração de energia média anual do sistema, conforme Eq. (4), resultando em uma geração de 62.710,74 kWh no primeiro ano da análise. Esses potenciais variam durante todo o período de vida útil dos módulos, considerando uma degradação anual de 0,36% ao ano, valor sugerido pelo Nacional Renewable Energy Laboratory para sistemas de Silício Monocristalino, conforme informado por uma empresa especialista da área. A geração no último ano foi estimada em 57.511,03 kWh.

Para determinação do percentual de redução da conta de energia, precisou-se separar o consumo da empresa entre o período dentro e fora da ponta, visto que os valores das tarifas diferem de um caso para o outro. Para clientes de Alta Tensão, o consumo de ponta engloba o período de três horas consecutivas, das 18:00 às 21:00 em dias úteis, não ocorrendo em finais de semana (CEEE, 2016). A média anual de consumo fora da ponta da empresa foi estimada em 180.720 kWh/ano, enquanto o consumo dentro da ponta apresentou uma média de 2.592 kWh/ano. Com o potencial de geração de energia elétrica e com a média de consumo anual dentro e fora da ponta, verificou-se o percentual reduzido de consumo de energia pela rede, que será suprido pelo sistema. Esse percentual de redução é igual a 34,21% no primeiro ano da análise e a 31,37% no último ano. Conclui-se, dessa maneira, que apenas o consumo fora da ponta pela rede será alterado, mantendo-se o consumo dentro da ponta inteiramente dependente da distribuidora. Para fins de simplificação, a energia injetada na rede nos finais de semana, período em que a empresa não consome energia, não foi diferenciada na análise.

4.2 Fase 2

Determinação do investimento do projeto e da forma de financiamento

Para determinação do investimento inicial do projeto, consultou-se uma empresa especialista na área de instalações fotovoltaicas em residências e indústrias. O valor total foi orçado considerando-se o potencial de geração do sistema igual a 48,3 kWp, a placa fotovoltaica adotada e o contrato de fornecimento que a indústria apresenta com a distribuidora. O investimento totalizou R\$ 475.458,51 e as despesas desse projeto englobam os custos de O&M, sugeridos percentuais entre 0,5% e 1% do investimento inicial. Esses custos entraram na SMC com esse intervalo de distribuição, adotando-se 0,58% em um primeiro momento para as análises econômicas, conforme proposto pela empresa. Os módulos fotovoltaicos representam 57,7% do investimento total, sendo os restantes 42,3% compostos dos seguintes custos: 3 inversores 20Kw; 7 caixas de conexão de séries fotovoltaicas; material elétrico como cabos e proteção; a estrutura de fixação dos módulos; a mão de obra de instalação do sistema; e, ainda, o projeto básico e executivo e seu comissionamento.

Para a escolha da forma de financiamento, pesquisou-se dentre os modelos fotovoltaicos etiquetados pelo Inmetro, quais empresas estavam cadastradas no BNDES com produtos credenciados. Escolheu-se um produto que englobava todo o sistema fotovoltaico, denominado “Sistema fotovoltaico de 750W a 75kW, MS 150, Fator N: 79,6%”, como informado na seção 4.1. O percentual de participação máxima do BNDES é calculado pelo Fator N do produto multiplicado pela participação máxima da linha em questão, que neste caso é de até 80% para Micro e Pequenas Empresas. Obtém-se, portanto, uma participação de 63,68% pelo BNDES no investimento a uma taxa de juros de 11,4% ao ano (0,90% ao mês), ficando o capital próprio da empresa com uma participação de 36,32%. Como a empresa deste estudo é de pequeno

porte e não possuía conhecimento referente à formação da TMA, a taxa do capital próprio utilizada foi determinada baseando-se na taxa SELIC. Para as análises econômicas, considerou-se a taxa de 14,25%, fixada pelo Comitê de Política Monetária na reunião 198ª de abril de 2016. A TMA foi posteriormente incluída na SMC e, para a sua determinação, fez-se o cálculo do custo médio ponderado de capital (CMPC), conforme Eq. (6) abaixo. Obteve-se um valor de 11,45% ao ano. Onde, D é o percentual de participação do capital financiado; E é a participação do capital próprio; Tc é a alíquota do Imposto de Renda; rd é a taxa de juros do capital financiado; e, por fim, re é o custo do capital próprio.

$$CMPC = \left(\frac{D}{D + E} \right) * (1 - Tc) * rd + \left(\frac{E}{E + D} \right) * re \quad (6)$$

A amortização do financiamento foi feita ao prazo de 60 meses, através do Sistema de Amortizações Constantes. Os juros financeiros foram considerados e descontados no Imposto de Renda, estando a empresa sujeita à uma alíquota de 13,65%, enquadrando-se no Simples Federal. Para considerações da inflação, baseou-se no mesmo período utilizado para as tarifas de energia, realizando-se a média do IPCA de 1996 a 2014, igual a 6,4%. Posteriormente, incluiu-se essa variável na SMC. O IPCA foi aplicado nas prestações do financiamento, nas despesas e nas receitas, tendo-se, portanto, uma inflação homogênea. Para definição correta da taxa de juros foi realizado o cálculo da TMA global, igual a 18,58%.

Estimação das receitas do projeto

As receitas do projeto referem-se aos gastos com energia que a empresa deixará de ter com a instalação do sistema fotovoltaico. Elas foram subdivididas em três parcelas: a parcela do consumo, a parcela dos tributos e a parcela da bandeira tarifária. Em relação à parcela do consumo, para obtê-la em valores monetários, foi necessária a multiplicação entre o potencial de geração de energia do novo sistema e a tarifa de energia fora ponta do ano em questão. Para a projeção dos anos futuros da análise, foi necessário adotar uma medida de reajuste para a evolução da tarifa. Realizou-se, portanto, uma coleta de dados históricos das tarifas industriais sem impostos do período fora ponta, entre 1995 e 2014, na modalidade verde horo sazonal, por tratar-se do cenário em que a empresa está inserida. Ressalta-se que os valores de 1996 e 1998 não foram encontrados na base de dados da ANEEL, utilizando-se o valor da tarifa do ano anterior para esses casos. Todos os valores da amostra foram trazidos a valor presente através do índice IGP-DI, para consideração de valores efetivos. Para as análises econômicas, adotou-se como reajuste o valor médio obtido no período, igual a 2,26%. Posteriormente, utilizou-se essa amostra de reajustes a valor presente para a incorporação dessa variável na SMC.

Conforme as condições de geração de eletricidade no País e conforme o subsistema no qual o consumidor está inserido, a ANEEL fixa a bandeira em verde, amarela ou vermelha. A bandeira verde representa as condições mais favoráveis para essa geração e não acrescenta nenhum acréscimo no preço. A bandeira amarela sofre um acréscimo de R\$ 0,015 por kWh consumido e a vermelha apresenta dois patamares, podendo custar R\$ 0,030 ou R\$ 0,045. Esse sistema foi criado porque o país apresenta uma dependência em relação às usinas hidrelétricas, diretamente influenciadas pelas chuvas e pelo nível de água nos reservatórios. Quando esses parâmetros decaem, usinas termelétricas podem ser ligadas elevando os custos de geração de energia (ANEEL, 2015b). A parcela da bandeira no cálculo das receitas foi calculada da seguinte forma: a empresa não mais pagará a bandeira tarifária do que está sendo produzido pelo sistema e consumido internamente, dessa maneira, para a estimação do ganho, multiplicou-se o potencial de geração de energia pelo preço da bandeira. Para as análises econômicas, considerou-se a bandeira Vermelha Patamar 1, igual a R\$ 0,030/kWh, que foi a bandeira fixada nos meses de Agosto a Dezembro de 2015 para o subsistema que engloba o Rio Grande do Sul (RS), conforme informado por uma empresa especialista do setor. Essa variável foi incorporada na SMC na Fase 3 deste Estudo.

A parcela dos tributos foi estimada de maneira semelhante à bandeira. Como o RS aderiu ao CONFAZ em 2015, a energia gerada pelo sistema fica isenta do ICMS. Esse tributo de 17% só é cobrado em cima da energia consumida da rede, e o mesmo método de cálculo é adotado para o PIS/COFINS, cujo o percentual foi de 4,35%. Assim, sabendo-se a parcela do consumo na receita do projeto, estima-se o ganho em tributos conforme Eq. (7). Assim como a parcela da bandeira tarifária, esse ganho altera-se ao longo dos anos do projeto, conforme as diferentes gerações de energia.

$$Ganho\ em\ tributos = \left(\frac{R\$ \text{ Receita do consumo}}{(1 - (17\% + 4,35\%))} \right) - R\$ \text{ Receita do consumo} \quad (7)$$

4.3 Fase 3: Viabilidade econômica e a Análise de riscos através da SMC

A parcela de 57,7% do investimento inicial, correspondente à aquisição dos painéis, foi depreciada em 25 anos, enquanto os outros 42,3% foram depreciados em 10 anos. Os resultados encontrados para a verificação da viabilidade econômica, utilizando-se os valores estáticos das variáveis foram os seguintes: VPL = R\$ -222.518,81, TIR real = 7,97% e Payback descontado acima de 25 anos. Mesmo apresentando um resultado inviável economicamente, é necessária a inclusão da variabilidade de alguns parâmetros para a obtenção de resultados mais consistentes. Dessa maneira, realizou-se uma análise de riscos através da SMC aplicada no software @Risk. A Tab. 1 sintetiza as variáveis que compuseram a simulação, ao lado de seus respectivos intervalos ou amostras utilizadas para o estudo. Para a variável bandeira tarifária assumiu-se que ela apresentaria uma distribuição triangular contínua, uma vez não ser possível incluir uma distribuição

de uma variável discreta no software. Assumiu-se como valor mais provável para essa distribuição a bandeira Amarela, por não representar nenhum dos extremos das condições de geração de energia.

Tabela 1 – Distribuições de probabilidade das variáveis da SMC, elaborado pelo autor

Variável	Intervalo ou Amostra	Distribuição
Desempenho global	De 0,6 a 0,8	Triangular
Irradiação solar média	De 4,74 a 5,1 kWh/m ² *dia	Triangular
Custos de O&M	0,5 a 1% do Investimento Inicial	Triangular
Bandeira tarifária	0 – 0,015 – 0,030 – 0,045	Triangular
Reajuste da tarifa	Evolução da tarifa industrial fora ponta sem impostos de 1996 a 2014	Normal
Taxa SELIC	Evolução anual de 2004 a 2016	Lognormal
Inflação	Evolução do IPCA de 1996 a 2014	Loglogística

Após a definição das variáveis de risco, escolheu-se as distribuições adequadas para representar cada uma, sintetizadas na Tab. 2. Como a irradiação solar média, o desempenho global e os custos de O&M são variáveis com valores mínimos e máximos conhecidos, aplicou-se a distribuição triangular nestes casos. Para sua composição, foi necessário informar, além do valor mínimo e máximo, o valor mais provável, que no caso da irradiação e do desempenho foi assumido como a média entre os dois extremos. Nos custos de O&M, manteve-se como maior probabilidade o percentual recomendado por uma empresa especialista que auxiliou esse estudo, de 0,58%. O reajuste tarifário, a taxa SELIC e a taxa da inflação tiveram suas distribuições escolhidas no software conforme a melhor adequação da amostra.

Com as distribuições escolhidas, realizou-se 100.000 interações no software, obtendo-se 90% de probabilidade nos resultados do VPL estarem entre um prejuízo de R\$ 393.568,23 e um lucro de R\$ 2.319.190,24, sendo a média igual a R\$ 376.770,28. A probabilidade do VPL ser abaixo de zero foi de 71,5%. Para sustentar ainda mais a análise, calculou-se o indicador de risco VaR+ considerando-se os percentis de 5% e 95%, indicando que o projeto poderá apresentar um valor médio oportuno de R\$ 1.942.419,96. Por outro lado, o indicador VaR- calculado indicou que o projeto pode retornar de R\$ 770.338,51 a menos do que o retorno esperado. Fora do intervalo de 90%, o VPL varia de maneira mais incerta para valores mais altos do que para valores menores, podendo atingir um prejuízo de R\$ 449.373,58 e um lucro de R\$ 454.991.109,25. Esses valores extremos são compreensíveis quando verifica-se os reajustes tarifários dos anos anteriores, mesmo sem a presença do ano outlier da amostra. A tarifa não comporta-se de maneira padrão ao longo do tempo e na coleta histórica utilizada ela variou de -19% a 31,6%, apresentando uma média anual de reajuste de 2,26%. Foi necessária a introdução dessa incerteza pois ela compromete os resultados econômicos e representa uma realidade inerente ao futuro do projeto, conforme constatado por Sisodia et al. (2015) na seção 2.2, ao concluírem que as regulamentações governamentais e as mudanças tecnológicas são os maiores responsáveis por essa indefinição.

Com esses resultados, comprova-se a inviabilidade do projeto devido ao grande risco de obtenção de um VPL negativo após o período de vida útil do sistema, como comprovado por Pereira et al. (2014) na seção 2.3. O reajuste tarifário apresentou-se como variável chave na formação da distribuição, respondendo por 34% do comportamento da variável dependente, conforme o gráfico de coeficientes de regressão gerado pelo software @Risk. Além disso, o reajuste atua no mesmo sentido do VPL, proporcionando resultados mais altos quando o seu valor é maior. Constata-se, portanto, o motivo de Nakabayashi (2014) ter encontrado em seu estudo a viabilidade econômica positiva em um de seus cenários, uma vez que o autor fez uso de um reajuste a valor nominal acima do índice da inflação.

Entre as referências da seção 2.3, foi nítida a identificação das duas grandes causas de um VPL negativo para um projeto como esse no Brasil: o custo do capital do investimento, com altas taxas de juros e condições de financiamento inadequadas; e o custo elevado da tecnologia fotovoltaica. Dessa maneira, verificou-se caso uma redução no investimento inicial, mantendo-se a variabilidade do reajuste tarifário, proporcionaria resultados diferentes. Quedas de 30% ainda resultam em um VPL negativo, constando-se a necessidade de aceleração das ações de incentivo para essa geração de energia. Conforme tratado na seção 2.1, incentivos por parte do governo federal para fabricantes dessa modalidade de tecnologia, ou ainda, a criação de uma linha de crédito similar à ocorrida no programa Mais Alimentos, com condições de financiamento diferenciadas para que micro e pequenas empresas investissem na geração de energia renovável no local de consumo, tornaria esse projeto mais atrativo e beneficiaram os futuros investidores.

Aliado a esse fato e a verificação de que a irradiação solar responde por apenas 1% do comportamento do VPL, conforme o gráfico de coeficientes de regressão gerado pelo software, confirma-se a conclusão de Mitscher e Rütther (2012), que propuseram que mesmo quando a irradiação solar é menor, se as taxas de juros empregadas são baixas, pode existir a viabilidade econômica no local de estudo. Verificou-se nas seções 2.1 que o correto dimensionamento solar é essencial em um projeto fotovoltaico, para que o aproveitamento da energia solar seja o máximo; entretanto, se as demais variáveis não apoiarem o projeto de maneira positiva, o potencial de geração não poderá carregar a viabilidade sozinho.

Compreende-se, portanto, o fato de países como os da União Europeia, citada na Introdução, obterem resultados positivos nessa área, mesmo apresentando índices de irradiações solares menores do que a média brasileira. Ao fomentarem investimentos de forma mais atrativa para o consumidor, garantem a ampliação das energias renováveis em seu território. A Alemanha, por exemplo, criou uma Lei para incentivar a geração elétrica através de fontes renováveis por pessoas físicas ou jurídicas. As principais diferenças entre as medidas tomadas por esse País em relação à Resolução da ANEEL foram a garantia de pagamento ao consumidor pela energia injetada na rede durante um período de vinte anos e o tratamento diferenciado entre diferentes fontes de energia, pagando-se de maneira proporcional as energias mais caras.

No caso brasileiro, como esse tratamento não é diferenciado, fontes com melhor relação custo-benefício são incentivadas, o que não acarreta o desenvolvimento de novas tecnologias, como a da energia fotovoltaica. Outra desvantagem brasileira é a falta de alteração no custo de disponibilidade e da demanda contratada na conta de energia de quem adere à geração distribuída (MIRANDA, 2013). A demanda chega a representar em torno de 29% da conta da empresa deste Estudo.

Enquanto não existirem maiores incentivos, em relação à redução de custos e melhores condições de financiamento, não recomenda-se o investimento em projetos de sistema fotovoltaico por indústrias de pequeno porte em Porto Alegre, do ponto de vista econômico. Caso aspectos qualitativos fossem incorporados, como aspectos ambientais e a probabilidade de falta de energia na ocorrência de novos apagões, a viabilidade poderia apresentar resultados diferentes.

5. CONCLUSÕES

Em escala global, países e governos sofrem pressões cada vez maiores para reduzir os impactos ambientais causados por fontes de energia não renováveis em seus territórios. Busca-se alterar esse cenário através da inserção de soluções energéticas eficientes, garantindo-se um futuro sustentável e o atendimento da crescente demanda energética pela população mundial. Apesar de possuir uma matriz elétrica com significativa parcela das energias renováveis, graças à energia proveniente das hidrelétricas, o Brasil carece de uma maior ampliação de fornecimento de energia para não virar refém, novamente, da dependência dessa fonte e acarretar prejuízos para o governo e para os consumidores.

Esse Estudo de Caso apresentou como principal objetivo a análise econômica de um SFCR em uma indústria de pequeno porte, um projeto exposto à realidade brasileira da geração distribuída de energia no País. Ao levarem-se em consideração as etapas necessárias para instalação desse sistema e a incerteza das variáveis que ditam seus resultados econômicos, os objetivos foram atingidos e a inviabilidade do projeto foi constatada. Nota-se que, apesar das resoluções criadas pela ANEEL objetivarem o fomento à geração de energia renovável no local de consumo e a atração de investidores em escala residencial, comercial e industrial, há que se integrá-la com melhores condições de financiamento e maiores incentivos, visando-se a redução de custos do investimento inicial. Do contrário, esse investimento não será viável economicamente para indústrias que busquem a redução da conta de energia através de sistemas fotovoltaicos.

Para trabalhos futuros, sugere-se a realização de uma análise de viabilidade econômica para indústrias de maior porte que enquadrar-se-iam na modalidade de mini-geração, ou que poderiam apresentar uma geração de energia maior do que o consumo médio, utilizando-se o sistema de compensação de créditos previsto na Resolução da ANEEL. Além disso, poder-se-ia agregar à análise os benefícios ambientais acarretados por esse projeto, caso os objetivos visados não fossem limitados ao âmbito econômico, além da realização de uma análise multicriterial para a tomada de decisão.

REFERÊNCIAS

- Agência nacional de energia elétrica (ANEEL). Biblioteca virtual. Disponível em: <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>. Acesso em: 19 de abril de 2016.
- Agência nacional de energia elétrica (ANEEL). Caderno Temático. Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica, Brasília, 2014, 32p.
- Agência nacional de energia elétrica (ANEEL). Resolução normativa nº 482, Brasília, 2012, 12p.
- Agência nacional de energia elétrica (ANEEL). Resolução normativa nº 687, Brasília, 2015 (a), 25p.
- Agência nacional de energia elétrica (ANEEL). Tarifas Consumidores, Brasília, 2015 (b). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 11 de maio de 2016.
- Bonini, M. R. Tarifas de Energia Elétrica: Evolução nos últimos anos e perspectivas. Boletim de Economia, n.8, p.19-36, 2011.
- Centro de referência para energia solar e eólica Sérgio Brito (CRESESB). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014, 529p.
- Companhia estadual de energia elétrica (CEEE). Acesso de clientes de Alta Tensão, 2016. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=1865>> Acesso em: 18 de maio de 2016.
- Conselho nacional de política fazendária (CONFAZ). Convênio ICMS 157, de 18 de dezembro de 2015, Brasília, 2015.
- Costa, T. M. G.; Souza, M. E. M.; Silva, S. R. Uma Discussão quanto a Inserção de Sistemas Fotovoltaicos em Redes Elétricas – Um Estudo de Caso. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA (SBSE), 2014, Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu: 2014.
- Da Silva, R. C.; Neto, I. D. M.; Seifert, S. S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 59, p. 328-341, 2016.
- Gazoli, J. R.; Villalva, M. G.; Guerra, J. Energia solar fotovoltaica. O Setor Elétrico, v.81, p. 48-59, 2015.
- Gonçalves, F. A. V. S. Avaliação técnica e econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos no aeroporto internacional de Belém. 2013, Dissertação (Mestrado Engenharia Elétrica) – Instituto de Tecnologia, UFPA/PPGEE, Belém, 2013.
- Hamm, G.; Borison, A. Forecasting Long-Run Electricity Prices. The Electricity Journal, v.19, n.7, p.47-57, 2006.
- Holdermann, C.; Kissel, J.; Beigel, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. Energy Policy, v. 67, p. 612-617, 2014.
- International energy agency (IEA). World Energy Outlook. Paris, 2015 (a), 718p.

- International renewable energy agency (IRENA). Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics. Abu Dhabi, 2016, 92p.
- Lacchini, C.; R  ther, R. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. *Renewable Energy*, v. 83, p. 786-798, 2015.
- Marinoski, D. L.; Salomoni, I. T.; R  ther, R. Pr  -dimensionamento de sistema solar fotovoltaico: estudo de caso do edifício sede do CREA-SC. In: I CONFER  NCIA LATINO-AMERICANA DE CONSTRU  O SUSTENTÁVEL, 2004, São Paulo. Anais... São Paulo: 2004
- Marion, B.; Adelstein, J.; Boyle, K.; Hayden, H.; Hammond, B.; Fletcher, T.; Canada, B.; Narang, D.; Shugarm, D.; Wenger, H.; Kimber, A.; Mitchell, L.; Rich, G.; Townsend, T. Performance parameters for grid-connected PV systems. In: THE 31ST INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE) PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 2005, Lake Buena Vista. Anais... Lake Buena Vista: 2005.
- Minas sol. 2016 Módulo Fotovoltaico Monocristalino MS 150. Disponível em: <<http://www.minasolpaineis.com.br/#produto>>. Acesso em: 15 de abril de 2016.
- Ministério de minas e energia (MME). Boletim mensal de energia, mês de referência: dezembro de 2015, Brasília, 2015 (a). Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1143612/01+-+Boletim+Mensal+de+Energia+%28Dezembro+2015%29+%28PDF%29/342b3d97-96dc-4c80-95d8-b5ee4e96aea5?version=1.2>>. Acesso em: 02 de abril de 2016.
- Ministério de minas e energia (MME). Brasil lança Programa de Gera  o Distribuída com destaque para energia solar, Brasília, 2015 (b). Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 18 de abril de 2016.
- Miranda, V. S. P. A Lei Alemã de Fontes de Renováveis de Energia em confronto com a Resolu  o Normativa n   482/2012 da Aneel. Série Aperfeiçoamento de Magistrado: Desenvolvimento Sustentável, v.17, p. 128-137, 2013.
- Mitscher, M.; R  ther, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, v.49, p.668-694, 2012.
- Nakabayashi, R. K. Microgera  o fotovoltaica no Brasil: condi  es atuais e perspectivas futuras. 2014. Disserta  o (Mestrado em Ciências) – Instituto de energia e ambiente, PPGE/USP, São Paulo, 2014.
- Ortiz, E. R. T. Sistemas fotovoltaicos e eólicos: metodologia para análise da complementaridade espacial-temporal com aplica  o no dimensionamento e análise de risco financeiro. 2014, Tese (Doutorado em Ciências) – Departamento de Engenharia de Energia e Automa  o Elétricas. POLI/USP, São Paulo, 2014.
- Pereira, E. J. S.; Pinho, J. T.; Galhardo, M. A. B.; Macêdo, W. N. Methodology of risk analysis by Monte Carlo Method applied to power generation with renewable energy. *Renewable Energy*, v. 69, p. 347-355, 2014.
- Portal Brasil. Programa incentiva pequenos agricultores a gerarem energia eólica e solar, 2015. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/cidadania-e-justica/2015/11/programa-facilita-custo-de-energia-solar-e-eolica-para-agricultores-familiares>>. Acesso em: 18 de abril de 2016.
- Prodanov, C. C.; De Freitas, E. C. Metodologia do Trabalho Científico: Métodos e Técnicas da Pesquisa e do Trabalho Acad  mico. 2   Edi  o. Editora Feevale, Novo Hamburgo, 2013, 275 p.
- Rodrigues, S.; Torabikalaki, R.; Faria, F.; Caf  o, N.; Chen, X.; Ivaki, A. R.; Mata-lima, H.; Morgado-dias, F. Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. *Solar Energy*, v.131, p.81-95, 2016.
- S  , C.A. T.; Garcia, R. Energias renováveis frente    crise energética brasileira. In: ENCONTRO TOLEDO DE INICIA  O CIENTÍFICA (ETIC), v11, n.11, 2015, Presidente Prudente. Anais... Presidente Prudente: 2015.
- Severino, A. J. Metodologia do trabalho científico. 23   ed. São Paulo: Cortez, 2007, 304 p.
- Sisodia, G. S.; Soares, I.; Banerji, S.; Poel, D. V. The status of energy price modelling and its relevance to marketing in emerging economies. *Energy Procedia*, v.79, p.500-505, 2015.

ECONOMIC FEASIBILITY AND RISK ANALYSIS OF A SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEM IMPLEMENTATION PROJECT

Abstract. *The renewable energy represents a significant share in the Brazilian Electric Matrix; however, the country suffers the consequences of a crisis that was triggered by the biggest dependancy regarding the energy sourced by the hydroelectrics, combined with the lack of investment in the energy supply capacity. The Normative Resolutions n  482 and 687 issued by ANEEL are inserted in this context, which allowed consumers to produce energy in their own place of consumption through a renewable source. With high solar irradiation ratings, Brazil guarantees advantages to use the photovoltaic energy to meet its energy demand; however, the high technology cost and the lack of an efficient support for the capital acquisition of the investment show that the federal government should increase the incentives to promote the distributed generation, so this advantage can be forward to the consumers. After analyzing the economic feasibility of a grid connected photovoltaic system, including a risk analysis through the Monte Carlo simulation to obtain more consistent results, this study resulted in a negative Net Present Value and sensitive to the tariff adjustment variability. Concluding as unfeasible, from an economic point of view, the investment for a small-sized industry in Porto Alegre.*

Key words: *Grid connected photovoltaic system, Economic feasibility and Monte Carlo Simulation.*