

# Economic and Risk Analysis of Small-Scale PV Systems in Brazil

G. G. Dranka, J. D. de Lima, R. C. Bonotto, R. H. S. Machado

**Abstract**—The main objective of this paper is to provide a wider economic evaluation of small-scale PV investments for household consumers. The methodology includes the use of the Extended Multi-Index Methodology and the Monte Carlo Simulation. Therefore, the integration between the deterministic and stochastic approaches are taking into account. The investigation presented in this paper includes the analysis for different regions in Brazil considering the current regulatory structure of the Brazilian electricity sector. Throughout the methodology presented, the study aims to contribute to the sizing and to the economic analysis of photovoltaic power systems connected to the network in any region of the country. Findings of this study indicated that the economic viability of small-scale PV systems in Brazil depends primarily of the energy tariff and the solar radiation index and the probability of viability is higher for the Northeast of the country, considering the regions evaluated. Our results indicated a payback varying between 9 and 17 years and an internal rate of return varying between 10.75% and 16.35%, depending on the region of the country.

**Index Terms**— Renewable Energy Sources, Small-Scale Photovoltaic, Energy economics, Appraisal Evaluation, Decision-Making, Monte Carlo Simulation.

## I. INTRODUÇÃO

O aumento pela demanda de energia elétrica tornou-se evidente ao longo das últimas décadas, especialmente devido ao crescimento das economias emergentes e na busca contínua pela melhoria da qualidade de vida, proporcionada por processos tecnológicos [1], [2]. O desenvolvimento sustentável tem como um de seus objetivos minimizar ou evitar impactos ambientais não desejados [3]. Nesse contexto, modificações nas políticas energéticas e incentivos financeiros à Geração Distribuída (GD) foram concebidos aos consumidores brasileiros a partir de 2012, após a publicação da Resolução Normativa (REN) nº 482 e da REN nº 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que viabilizou a conexão da GD aos sistemas de distribuição.

G. G. Dranka, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco, Paraná, Brasil, [geremidranka@utfpr.edu.br](mailto:geremidranka@utfpr.edu.br)

J. D. de Lima, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco, Paraná, Brasil, [donizetti@utfpr.edu.br](mailto:donizetti@utfpr.edu.br)

R. C. Bonotto, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco, Paraná, Brasil, [bonotto@alunos.utfpr.edu.br](mailto:bonotto@alunos.utfpr.edu.br)

R. H. S. Machado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Pato Branco, Paraná, Brasil, [rmachado@alunos.utfpr.edu.br](mailto:rmachado@alunos.utfpr.edu.br)

A crescente inserção de SFCR residenciais é uma tendência verificada no Brasil ao longo dos últimos anos e de acordo com previsões oficiais, a tendência é de um aumento progressivo desses sistemas na próxima década. Considerando a complexidade na análise de VE de SFCR residenciais, o processo de decisão torna-se não trivial [2]. Desse modo, a tendência é a crescente inserção das Fontes Renováveis de Energia (FRE), sobretudo dos sistemas fotovoltaicos e eólicos de GD [2], [4]. Dentre os fatores principais que contribuíram para a evolução da GD, destacam-se: (i) o desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica em escala reduzida; (ii) liberalização do mercado de energia; e (iii) preocupações com as mudanças climáticas [5].

A análise de aspectos técnicos relacionados a GD tem sido amplamente discutida pela literatura. Em [6], por exemplo, os autores apresentam duas metodologias para estimar a produção de eletricidade em uma instalação fotovoltaica para a cidade de Fortaleza (Nordeste do Brasil). Uma metodologia para o dimensionamento ótimo de sistemas fotovoltaicos é proposto em [7].

A análise de Viabilidade Econômica (VE) de um sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), por sua vez, além de não ser um processo trivial, depende, majoritariamente, de estimativas da radiação solar disponível na localidade de instalação, do investimento inicial, da tarifa de energia elétrica da concessionária, da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e de possíveis incentivos governamentais [1], [8]. Em [8], os autores corroboram com a ideia de que os subsídios governamentais são essenciais para a obtenção da VE do Projeto de Investimento (PI) de um sistema de GDFV. A combinação entre as tarifas de eletricidade elevadas com a alta disponibilidade de radiação solar de algumas regiões promove a VE de sistemas de GDFV conectados à rede elétrica, de acordo com [8].

Em [1], os autores realizam um estudo de VE da utilização de sistemas de GDFV com potências de 1 kWp e 5 kWp para diferentes países (Austrália, Brasil, China, Alemanha, Índia, Itália, Japão, Portugal, Espanha, Estados Unidos, entre outros) considerando quatro cenários de consumo e utilizando variações da parcela de autoconsumo entre 30% e 100%. O trabalho fez uso da abordagem determinística e utilizou como indicadores de VE o VPL (Valor Presente Líquido), a TIR (Taxa Interna de Retorno), o *Payback* descontado e o IBC (Índice Custo-Benefício). Os resultados obtidos por [1] indicam que os países com maior VE para instalação de GDFV são Austrália, Alemanha e Itália. Para o Brasil, considerando um sistema de 1 kWp, o trabalho concluiu que o

*Payback* é superior a 25 anos para todos os cenários avaliados. Entretanto, ressalta-se que a TMA utilizada no trabalho para o Brasil foi de 14,70% ao ano. Contudo, de acordo com [18], a dinâmica da taxa de captação de recursos para investimentos baliza o teto para o estabelecimento da TMA. Para PI inferiores a R\$ 30.000,00, recomenda-se utilizar o rendimento da caderneta de poupança para estabelecer o valor da TMA.

Um estudo de viabilidade técnica e econômica de sistemas de GDFV residenciais é apresentado em [8], considerando quatro capitais brasileiras. No trabalho em questão, utilizou-se como indicadores de VE o *Payback* e o VPL. Como resultados, a pesquisa obteve valores inferiores para o *Payback* para as cidades de Brasília e Belo Horizonte, devido às tarifas de energia elétrica mais elevadas e o alto Fator de Capacidade (FC) inerente às cidades analisadas em relação as demais capitais.

A análise do impacto técnico da GD nos sistemas de distribuição para o caso brasileiro é realizada por [9], utilizando como base a análise de VE da GDFV de unidades consumidoras residenciais. Os autores utilizaram sistemas de 2 kWp e 5 kWp e consideraram como indicador de VE o *Payback* simples, posteriormente utilizado como variável para determinação do número de consumidores que tendem a aderir a GDFV nos próximos anos no Brasil.

O estudo de VE de sistemas fotovoltaicos considerando capacidades instaladas de 3 kWp, 30 kWp e 30 MWp é realizado em [10]. Neste estudo, utiliza-se como indicador de VE apenas a TIR. Na análise de VE do sistema fotovoltaico de 3 kWp, a TIR determinada variou entre 13% e 23%, considerando diferentes regimes de radiação solar e variações nas tarifas de energia elétrica.

Para complementar as análises de VE tradicionais, alguns trabalhos utilizam técnicas adicionais, como por exemplo, a análise de sensibilidade [11]. Em [12], os autores recomendam a utilização da Simulação de Monte Carlo (SMC) para análise de investimentos de fontes renováveis de geração de energia elétrica, elencando vantagens sobre as análises econômicas tradicionais. Os autores destacam que por meio da SMC é possível obter de forma rápida novos resultados por meio da modificação das variáveis de entrada do problema e também avaliar o risco de implantação do PI. No trabalho apresentado por [12], propõe-se uma metodologia que utiliza a SMC para estimar o comportamento das variáveis econômicas de modo a avaliar o risco de investimento em FRE. O trabalho em questão realiza a aplicação da metodologia proposta considerando um sistema de GDFV de capacidade igual a 1,575 kWp instalado na cidade de Belém – PA (Brasil).

No trabalho proposto por [4], o autor realiza a avaliação econômico-financeira de sistemas de GDFV sob a ótica do consumidor residencial considerando as 27 capitais brasileiras. Neste caso, são utilizados os indicadores econômicos: VPL, TIR e *payback*. Uma análise de risco é realizada por meio da SMC utilizando como base os anos de 2015 e 2020. Em [4], concluiu-se que a diferença entre as tarifas (com ou sem impostos) e o percentual de autoconsumo possuem influência significativa sobre a atratividade econômico-financeira da microgeração fotovoltaica. Ainda, de acordo com os

resultados obtidos por [4], a probabilidade de viabilidade da microgeração fotovoltaica tende a ser superior a 90% no ano de 2020 para as cidades analisadas.

Baseado no contexto supracitado, infere-se que o problema decisório relacionado à realização de um PI de implantação de um sistema de GDFV é de natureza não trivial, sobretudo para os consumidores residenciais, que normalmente não possuem conhecimento técnico e econômico para a análise adequada da viabilidade econômico-financeira do PI.

De maneira geral, a maioria dos estudos presentes na literatura com foco em dimensionamento de sistemas residenciais de GDFV dão ênfase na análise econômica tradicional, restringindo-se, sobretudo na determinação dos indicadores *Payback*, VPL e TIR [4], [11]. Entretanto, a utilização de poucos indicadores (e.g. *Payback*, NPV and IRR) de VE, conforme amplamente proposto pela literatura [13]–[16] pode não ser suficiente, sobretudo, para investimentos em FRE. Em [12], os autores corroboram com a ideia de que os indicadores econômicos de retorno por si só não são suficientes para uma análise adequada da VE de um PI, sugerindo que os riscos inerentes ao PI também devem ser avaliados. Além disso, na maioria dos trabalhos apresentados pela literatura, utiliza-se a abordagem determinística, como por exemplo, em [1], [8]–[10].

Desse modo, destaca-se que a VE econômica de sistemas de GD tem sido amplamente discutida pela literatura como por exemplo em [4], [10], [12], [17], [18]. Para o caso brasileiro, a análise de VE dos sistemas de microgeração é ainda bastante complexa, devido aos inúmeros fatores regulatórios e incertezas econômicas envolvidas nas análises. Ademais, a complexidade é ainda mais relevante nos casos de dimensionamento de sistemas de GDFV, devido a intermitência e estocasticidade associadas ao processo de geração de energia elétrica [5].

Assim, considerando as peculiaridades da estrutura regulatória do Brasil e do sistema de compensação de energia elétrica regulamentado pela REN 482/2012 e pela REN 687/2015 [19], novas perspectivas são impostas com relação aos consumidores residenciais que pretendem implantar a microgeração fotovoltaica [20].

Nesse contexto, esta pesquisa tem como objetivo principal propor uma sistemática de avaliação para apoiar essa decisão de investimento por meio da utilização da Metodologia Multi-Índice Ampliada (MMIA) e da SMC. Assim, busca-se fornecer subsídios aos consumidores residenciais durante o processo de tomada de decisão acerca de realizar um investimento em GDFV, melhorando a percepção dos riscos e incertezas associadas ao PI. Portanto, espera-se, com essa proposta, contribuir para a tomada de decisão estratégica fundamentada na avaliação econômico-financeira de sistemas de GDFV.

## II. REVISÃO DA LITERATURA

### A. Microgeração Distribuída

O Brasil é internacionalmente conhecido pela alta inserção de energias renováveis em sua matriz de energia elétrica,

sobretudo, devido a grande contribuição da energia hidráulica [21]. Atualmente, o setor elétrico brasileiro está passando por uma série de mudanças regulatórias e, portanto, novos desafios tanto para a operação quanto para o planejamento do setor elétrico estão surgindo. Nesse sentido, o crescimento acelerado da geração distribuída [22], [23]; as mudanças nos tipos de tarifas existentes (e.g. Tarifa Branca) [24], [25]; o crescente aumento do nível de consciência ambiental dos consumidores [26]; as novas políticas regulatórias [22], [23], [27] e a volatilidade nos preços da energia elétrica [26], por exemplo, são aspectos fundamentais a serem levados em consideração nos processos de tomada de decisão em investimentos de GD.

De acordo com [28], a GD no Brasil gerou o equivalente a 39,5 GWh com uma potência instalada de 16,5 MW no ano de 2015. Deste total, os sistemas fotovoltaicos são responsáveis por 20,0 GWh e 13,3 MW, representando, respectivamente, 51% da geração de energia elétrica e 81% da potência instalada total. Nesse sentido, a GDFV tem ganhado destaque na matriz de energia elétrica brasileira e mundial. Embora, atualmente menos de 1% da capacidade instalada de geração seja proveniente de sistemas de GDFV, de acordo com [2], para o ano de 2050, a geração fotovoltaica representará entre 7,3% e 15,7% da capacidade instalada no Brasil, contribuindo ainda para a diversificação do mix energético do país. Desse modo, a GDFV tem crescido consideravelmente no Brasil nos últimos anos conforme ilustrado na Fig. 1, que apresenta o número de unidades consumidoras de micro e minigeração fotovoltaica efetivados na ANEEL até o ano de 2016.

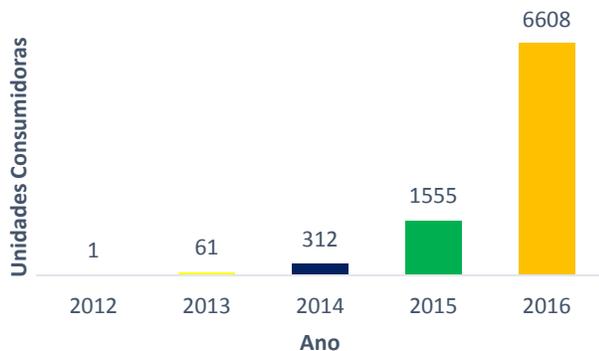


Fig. 1. Quantidade de Registros de Micro e Minigeradores de GDFV.

No ano de 2012, a ANEEL instituiu a REN nº 482/2012, posteriormente revisada e alterada para a REN nº 687/2015 que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A REN nº 687/2015 tem como principal objetivo viabilizar o mercado de GD para fontes de energia incentivadas de determinadas capacidades. A REN nº 482 apresenta ainda o Sistema de Compensação de Energia ou *Net Metering* (NEM). Neste sistema, torna-se possível a injeção da energia excedente na rede de distribuição, posteriormente compensada nas faturas de energia do consumidor [5], [19]. A REN nº 687 define sistemas de microgeração de energia elétrica como empreendimentos com potência instalada de até 75 kW e provenientes de FRE.

A alocação ótima de sistemas de micro e minigeração distribuída podem contribuir de forma significativa, sobretudo, para a operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP), reduzindo, por exemplo, as oscilações na rede elétrica, melhorando a estabilidade de tensão e frequência, podendo promover ainda o aumento da segurança e confiabilidade do SEP [29], [30]. No caso de indisponibilidade ou insuficiência de fornecimento por parte da fonte de geração distribuída, a rede elétrica da concessionária local realiza o fornecimento de energia elétrica à carga. Por outro lado, quando a geração local é maior do que o montante solicitado pelas cargas, o gerador local realiza a injeção da energia excedente na rede, contabilizada por meio de medidores bidirecionais e descontada nas faturas de energia elétrica subsequentes [19]. Na Fig. 2 é apresentado uma ilustração de um sistema conectado à rede utilizando um medidor bidirecional.

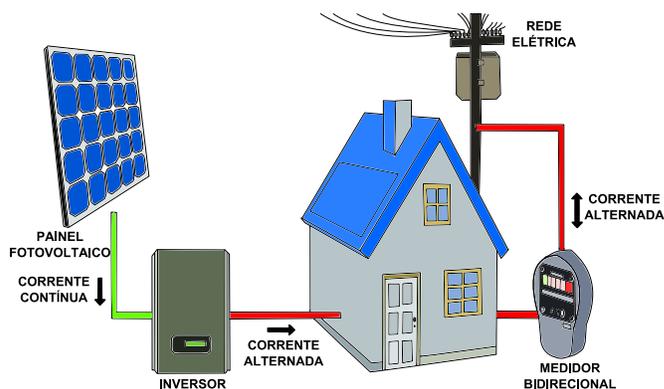


Fig. 2. Exemplo ilustrativo de um sistema de GDFV conectado à rede elétrica.

O sistema de compensação de energia elétrica é definido como um sistema no qual a energia ativa injetada na rede por uma unidade consumidora que possui um sistema de micro ou minigeração distribuída é concedida, na forma de um empréstimo a distribuidora local, e posteriormente é compensada, havendo possibilidade de consumir o excedente de energia na própria unidade consumidora ou por outra unidade consumidora, seguindo alguns critérios técnicos definidos pela resolução 482/2012. Na prática, se o microgerador injetar mais energia do que consumir em um ciclo de faturamento, receberá créditos de energia (em kWh) de acordo com a diferença entre a energia injetada e consumida. Caso contrário, o faturamento incidirá apenas sobre a diferença entre a energia injetada e a energia consumida. É válido ressaltar que, mesmo que a energia injetada na rede seja superior a energia consumida, o faturamento será equivalente ao custo de disponibilidade [19].

### B. Análise Econômica

A Engenharia Econômica (EE) dispõe de uma série de métodos e técnicas que permitem avaliar a viabilidade de investimentos no portfólio de projetos. A dimensão econômica possui um grau de importância elevado no processo decisório, de modo que as abordagens a serem utilizadas durante a análise devem reduzir os riscos e incertezas associadas ao PI [20].

De modo geral, há duas metodologias base para análise

econômica de PI: a abordagem determinística e a abordagem estocástica. Quando os dados de entrada utilizados para a análise do investimento são considerados como exatos, a metodologia de análise recomendada e amplamente utilizada é a abordagem determinística. Nesta abordagem, são utilizados valores constantes para as variáveis do projeto, como por exemplo, a TMA e o investimento inicial [12]. Em contrapartida, quando os dados do PI possuem um determinado grau de imprecisão, uma alternativa para realizar a análise do investimento consiste em utilizar um conjunto de hipóteses, como por exemplo: provável, pessimista e otimista ou ainda utilizar a abordagem estocástica. Na abordagem estocástica, considera-se a possibilidade de variações dos parâmetros analisados ao longo do tempo, apresentando como resultado, distribuições de probabilidades para as variáveis em análise. Por meio da análise probabilística, os resultados tendem a se aproximar da realidade de forma mais concreta [12]. Técnicas adicionais podem ser utilizadas para avaliar o risco e a incerteza de determinado PI e com isso obter uma análise mais aprofundada das variáveis: Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL), por exemplo [13].

Nos Métodos Clássicos de Análise de Investimentos (MCAI), os principais indicadores utilizados nas métricas de análise são identificados como VPL, TIR e *Payback* [31]. Nessa abordagem,  $VPL > 0$  e  $TIR > TMA$  indicam a viabilidade do PI [32]. De acordo com [33], a técnica mais conhecida e utilizada para análise de investimento é o método VPL. Para  $VPL > 0$ , significa que o projeto merece continuar sendo analisado. A utilização exclusiva do VPL pode resultar em uma falsa segurança aos analistas do PI, devido a existência de um grau de incerteza e de risco, de tal modo que a previsão possa não ser consolidada [34].

De forma análoga, a maioria dos trabalhos apresentados na literatura referentes à análise de VE da GDFV utilizam apenas os indicadores supracitados (VPL e/ou *Payback* e/ou TIR) para a análise econômica [1], [8]–[10]. Em contrapartida, alguns autores questionam essa abordagem como único critério para seleção de PI, considerando-a demasiadamente simplificada [33], [35].

De acordo com [20], os MCAI para a avaliação econômica de investimentos têm se enfraquecido, principalmente por desconsiderarem as incertezas e serem inflexíveis, características essenciais na análise de projetos relacionados ao setor elétrico. Em [20], destaca-se que as contínuas mudanças no setor econômico contribuíram substancialmente para o enfraquecimento dos métodos tradicionais de análise econômica, e que quando utilizadas, podem conduzir a resultados incoerentes e influenciar significativamente nos resultados dos investimentos.

Assim, considerando as limitações impostas pelos MCAI, inúmeras instituições e organizações têm adotado outras metodologias e indicadores para avaliar a VE de PI [20]. Em [36], os autores salientam que os riscos podem ser incorporados nos métodos estáticos (VPL, por exemplo) por meio da utilização de cenários ou análise de sensibilidade, como por exemplo, mediante a inclusão da previsão para a

evolução dos preços da tarifa de energia elétrica ou utilizando um conjunto de possíveis taxas de desconto (TMA).

No trabalho proposto por [37], os autores consideram que a abordagem estocástica possui vantagens adicionais sobre os métodos tradicionais, sobretudo, nos casos em que as incertezas sejam elevadas. No trabalho desenvolvido por [37], os autores utilizam a SMC no estudo realizado. Por meio da SMC, é possível estimar o impacto das incertezas dos custos e dos parâmetros técnicos e obter uma avaliação probabilística dos riscos e receitas de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica. As incertezas inerentes a um PI consiste em dos maiores desafios enfrentados pelos gestores e analistas durante o processo de avaliação do mesmo, uma vez que estas elevam o grau de dificuldades da previsão dos fluxos de caixa futuros.

De acordo com [33], para realizar a análise econômica e financeira de um PI, uma alternativa aos MCAI é utilizar a Metodologia Multi-índice (MMI) que emprega um conjunto de indicadores categorizados na dimensão retorno (VP – Valor Presente, VPL, VPLA – Valor Presente Líquido Anualizado, IBC, ROIA - Retorno Adicional sobre o Investimento, índice ROIA/TMA e ROI ou TIRM – TIR Modificada) e riscos (TIR, índice TMA/TIR, *Payback* e índice *Payback/N*), que auxiliam no processo decisório de aceitação ou rejeição do PI, considerando a dimensão econômica. Para [33], a análise de riscos deve ser realizada de forma multidimensional por meio de um conjunto de índices.

No trabalho proposto por [31], os autores ampliaram os indicadores de viabilidade de PI propostos pela MMI, inicialmente apresentada por [33]. Essa nova abordagem é denominada de MMIA e consiste em uma recente proposição indicada para a análise da VE de um PI [31], [38]. De acordo com [31], por meio da expansão da MMI, torna-se possível aumentar a percepção e avaliar com maior profundidade as dimensões de riscos e retorno associadas ao desempenho desejado do PI, utilizando a Análise de Sensibilidade (AS) sobre as variáveis que influenciam no processo decisório: custos, receitas e TMA. A definição e interpretação de cada indicador da MMIA pode ser obtida em [13], [31], [38]. A análise de VE utilizando a MMIA foi realizada em [39] considerando o investimento em uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) instalada no Sul do Brasil.

### III. METODOLOGIA

Nesta subseção, apresenta-se a metodologia proposta neste trabalho, que tem por objetivo fornecer subsídios para a análise de viabilidade técnica e econômica de implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) para consumidores residenciais. Inicialmente, uma revisão crítica da literatura foi realizada com o objetivo de estabelecer as premissas desse estudo. Na sequência, o *gap* da pesquisa foi estabelecido conforme o objetivo proposto na introdução. Utilizou-se abordagem quantitativa como estratégia da pesquisa e as variáveis de entrada do modelo foram identificadas com base na revisão da literatura realizada. Quanto aos procedimentos técnicos, a pesquisa pode ser caracterizada pela utilização de diferentes estudos de caso. O

trabalho utiliza técnicas de coleta de dados primários e secundários, os quais são apresentados na Tabela I.

Serão utilizados como estudos de caso, a possibilidade de instalação de SFCR em três diferentes localidades do Brasil: Fortaleza, Brasília e Florianópolis. As localidades foram definidas com o intuito de analisar os impactos técnicos e econômicos considerando as particularidades de cada região, sobretudo, avaliando os diferentes potenciais de radiação solar ao longo do território brasileiro. Ressalta-se que, para cada concessionária de energia elétrica, as tarifas de energia elétrica e a incidência de impostos são distintas. Além disso, três diferentes potências de instalação (1,5 kWp, 3 kWp e 5 kWp) foram definidas para as análises, com base em valores típicos apresentados pela literatura [1], [9], [10], [12] para a microgeração residencial fotovoltaica. Contudo, é possível determinar a potência instalada para qualquer localidade do território brasileiro utilizando a metodologia proposta pela Fig. 3. Ressalta-se ainda que a análise dos resultados apresentados neste trabalho tem foco na análise de VE de instalação de um SFCR residencial.

Conforme ilustra a Fig. 3, para o dimensionamento do SF, necessita-se inicialmente dos dados de perfil da Unidade Consumidora (UC). O consumo médio mensal da UC deve ser determinado com base na média de consumo dos últimos 12 meses, objetivando ponderar os efeitos sazonais da utilização da energia elétrica. Na sequência, deve-se obter no site da concessionária (ou na fatura de energia elétrica) o valor (em R\$/kWh) referente a tarifa de energia elétrica da UC. O custo de disponibilidade deve ser determinado com base no padrão da residência, sendo equivalente a 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh para conexão monofásica, bifásica e trifásica, respectivamente.

A segunda etapa consiste na obtenção de dados referentes ao SFCR. Estima-se a irradiação solar média mensal e o número de horas de sol pleno (NSP) por intermédio de fontes como o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB) ou ainda utilizando o “Solar and Wind Energy Resource Assessment” (SWERA). Na sequência, determina-se a potência instalada total (kWp) utilizando-se dos dados coletados anteriormente. Por meio de pesquisas de fornecedores de sistemas fotovoltaicos, estima-se o valor médio do kWp instalado para determinar o valor aproximado do investimento inicial. Por meio da análise do manual dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes, obtém-se a vida útil de cada equipamento da instalação (placas fotovoltaicas e inversor). Por meio desses dados e com uma estimativa dos custos de manutenção dos equipamentos, estima-se a diminuição da eficiência do sistema fotovoltaico para cada ano.

A terceira etapa consiste na análise de VE do PI. Neste trabalho, propõe-se a utilização da MMIA [31], [38] e da SMC [13], [38], cujos principais indicadores são apresentados na Fig. 4. Os resultados serão obtidos considerando a utilização da ferramenta de análise quantitativa via aplicativo web denominado Sistema de Análise da Viabilidade Econômica de Projetos de Investimento (SAVEPI) [40].

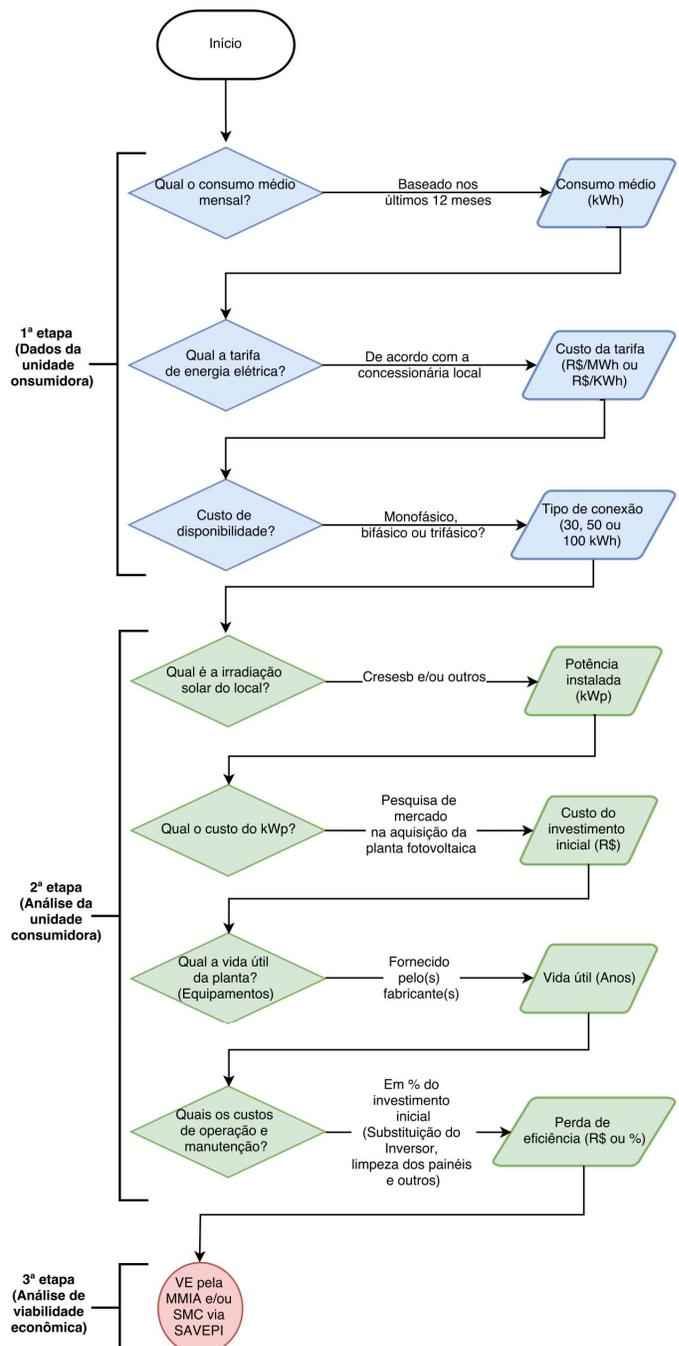


Fig. 3. Fluxograma pré-operacional proposto para análise da viabilidade técnica e econômica.

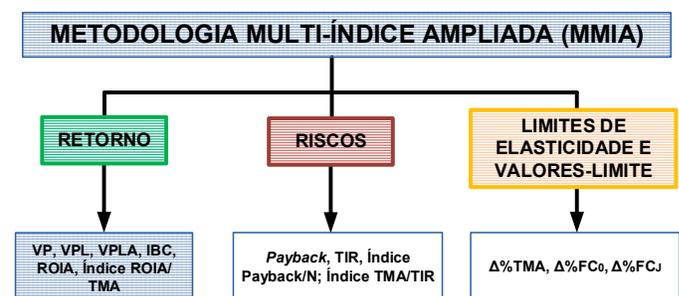


Fig. 4. Visão geral da Metodologia Multi-Índice Ampliada (MMIA).

Na Fig. 4, o IBC representa o Índice Custo-Benefício, correspondendo as expectativas de ganho por unidade de capital investido no projeto, além do ganho se essa unidade de capital tivesse sido aplicada à TMA. O índice ROIA/TMA (%) representa a magnitude extra do investimento. A TIR corresponde a Taxa Interna de Retorno (%). Os índices Payback/N e TMA/TIR representam, respectivamente, o risco de não recuperação do capital investido e o risco financeiro do investimento, em termos percentuais [33], [38]. Os limites de elasticidade representam o valor percentual que uma ou mais variáveis do PI pode(m) se alterar para tornar o PI economicamente viável ou inviável. Por exemplo, o limite de elasticidade “ $\Delta\%$  TMA” indica a variação máxima que a TMA suporta antes do PI se tornar economicamente inviável (se for positivo). No caso de assumir valores negativos, indica a variação que a TMA deve sofrer para tornar o PI economicamente viável. De modo análogo,  $\Delta\%$  FC<sub>0</sub> e  $\Delta\%$  FC<sub>j</sub> representam, respectivamente, as variações máximas no investimento inicial e no fluxo de caixa que podem ocorrer no PI antes de se tornar economicamente inviável.

É importante destacar que todos os indicadores da MMI estão incluídos na MMIA. No caso da MMIA, entretanto, os limites de elasticidade são adicionados no processo metodológico da análise de VE do PI.

#### IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

##### A. Premissas Utilizadas para os Estudos de Caso

Neste trabalho, a TMA adotada é o valor referente à taxa de remuneração da caderneta poupança de 7,34% ao ano. Esta taxa refere-se à média entre Janeiro e Agosto do ano de 2017 e corresponde a taxa da caderneta de poupança do mercado brasileiro. Ressalta-se que também é possível utilizar outras taxas de remuneração do investimento, como por exemplo, a taxa SELIC. O horizonte de planejamento utilizado para o estudo, baseou-se na vida útil média dos painéis fotovoltaicos (25 anos) e dos inversores (12 anos) [41], [42].

A Tabela I apresenta as premissas utilizadas neste estudo. É possível observar na Tabela I que o parâmetro de potência instalada difere entre as cidades, devido aos diferentes valores de irradiação solar de cada localidade. Com o objetivo de estabelecer um comparativo equivalente de VE entre as diferentes localidades, a análise de VE será realizada considerando três valores de potência instalada (1,5 kWp, 3 kWp e 5 kWp) para as cidades de Brasília (BSB), Florianópolis (FLN) e Fortaleza (FOR).

Para atender as especificações de potência da Tabela I utilizou-se os parâmetros de um painel fotovoltaico (PF) policristalino com um rendimento de 15%, área de 1,64 m<sup>2</sup>, potência nominal de 250 W (Kyocera Solar, modelo KD250) como referência.

##### B. Abordagem Determinística

A Tabela II apresenta os indicadores obtidos por meio da MMIA via aplicativo web \$AV€PI para os estudos de caso propostos. Em função do elevado número de indicadores

obtidos por meio da MMIA, serão discutidos os principais resultados obtidos considerando a abordagem determinística.

Para a cidade de FOR, utilizando uma TMA de 7,34% ao ano, o VPL esperado (excedente líquido de caixa) é de R\$ 11.633,84 (1,5 kWp); R\$ 25.943,56 (3 kWp) e R\$ 49.418,33 (5 kWp) para um horizonte de 25 anos. Os valores do excedente de caixa anualizados (VPLA) correspondem a R\$ 1.029,07 (1,5 kWp); R\$ 2.294,84 (3 kWp) e R\$ 4.371,30 (5 kWp). Para a cidade de FOR, obtiveram-se os maiores valores relacionados ao VPL e VPLA, em comparação com as cidades de BSB e FLN, sobretudo, devido aos valores mais elevados da tarifa de energia elétrica e da irradiação solar média para FOR.

TABELA I  
DADOS COLETADOS PARA OS DIFERENTES ESTUDOS DE CASO

| Parâmetro                          | Unidade                     | Cidades | Perfil do Consumidor |           |           |
|------------------------------------|-----------------------------|---------|----------------------|-----------|-----------|
|                                    |                             |         | 1,5 kWp              | 3 kWp     | 5 kWp     |
| Consumo médio                      | kWh/mês                     | BSB     | 210,00               | 375,00    | 645,00    |
|                                    |                             | FLN     | 210,00               | 375,00    | 645,00    |
|                                    |                             | FOR     | 210,00               | 375,00    | 645,00    |
| Custo da Tarifa                    | R\$/kWh                     | BSB     | 0,59                 | 0,61      | 0,65      |
|                                    |                             | FLN     | 0,60                 | 0,60      | 0,60      |
|                                    |                             | FOR     | 0,63                 | 0,63      | 0,63      |
| Tipo de Conexão                    | -                           | BSB     | Bifásico             | Bifásico  | Bifásico  |
|                                    |                             | FLN     | Bifásico             | Bifásico  | Bifásico  |
|                                    |                             | FOR     | Trifásico            | Trifásico | Trifásico |
| Irradiação solar                   | kWh/m <sup>2</sup> .<br>Mês | BSB     | 156,14               | 156,14    | 156,14    |
|                                    |                             | FLN     | 136,73               | 136,73    | 136,73    |
|                                    |                             | FOR     | 169,42               | 169,42    | 169,42    |
| Investimento Inicial               | R\$/kWp                     | BSB     | 9,43                 | 8,59      | 7,54      |
|                                    |                             | FLN     | 9,43                 | 8,59      | 7,54      |
|                                    |                             | FOR     | 9,43                 | 8,59      | 7,54      |
| Vida útil                          | anos                        | BSB     | 25,00                | 25,00     | 25,00     |
|                                    |                             | FLN     | 25,00                | 25,00     | 25,00     |
|                                    |                             | FOR     | 25,00                | 25,00     | 25,00     |
| Potência instalada                 | kWp                         | BSB     | 1,30                 | 2,70      | 4,40      |
|                                    |                             | FLN     | 1,50                 | 3,00      | 5,00      |
|                                    |                             | FOR     | 1,20                 | 2,40      | 4,10      |
| Depreciação do Painel Fotovoltaico | %kWp/ano                    | BSB     | 0,88                 | 0,88      | 0,88      |
|                                    |                             | FLN     | 0,88                 | 0,88      | 0,88      |
|                                    |                             | FOR     | 0,88                 | 0,88      | 0,88      |
| TMA                                | %ano                        | BSB     | 7,34                 | 7,34      | 7,34      |
|                                    |                             | FLN     | 7,34                 | 7,34      | 7,34      |
|                                    |                             | FOR     | 7,34                 | 7,34      | 7,34      |

Os resultados obtidos para o IBC indicam que a cada 1 real investido no projeto haverá um retorno de 1,82 (1,5 kWp); 2,00 (3 kWp) e 2,31 (5 kWp) para FOR.

Os valores obtidos se traduzem em uma rentabilidade esperada anual (ROIA) além da TMA de 2,43% (1,5 kWp); 2,83% (3 kWp) e 3,41% (5 kWp) para a cidade de FOR. Isso significa um valor correspondente de 33,10% (1,5 kWp); 38,51% (3 kWp) e 46,42% (5 kWp) (índice ROIA/TMA) a mais do que se ganharia se os recursos tivessem sido aplicados na caderneta de poupança.

A distância entre a TIR (entre 13,88% e 17,20% a.a.) em relação a TMA (7,34% a.a.) fornece subsídios para inferir uma boa margem de segurança para a recuperação do capital investido para o investidor de FOR. Para BSB e FLN, embora os valores para a TIR sejam inferiores em relação a FOR, ainda oferecem uma boa margem de segurança.

TABELA II  
INDICADORES OBTIDOS POR MEIO DA MMIA VIA APLICATIVO SAVEPI

| Dimensão                | Indicador            | Cidade | Perfil do Consumidor |           |           |
|-------------------------|----------------------|--------|----------------------|-----------|-----------|
|                         |                      |        | 1,5 kWp              | 3 kWp     | 5 kWp     |
| Retorno                 | VPL (R\$)            | BSB    | 8.064,93             | 20.662,94 | 44.491,82 |
|                         |                      | FLN    | 5.697,16             | 14.070,17 | 29.629,34 |
|                         |                      | FOR    | 11.633,84            | 25.943,56 | 49.418,33 |
|                         | VPLA (R\$)           | BSB    | 713,38               | 1827,74   | 3935,53   |
|                         |                      | FLN    | 503,94               | 1244,58   | 2620,87   |
|                         |                      | FOR    | 1029,07              | 2294,84   | 4371,30   |
|                         | IBC                  | BSB    | 1,57                 | 1,80      | 2,18      |
|                         |                      | FLN    | 1,40                 | 1,54      | 1,78      |
|                         |                      | FOR    | 1,82                 | 2,00      | 2,31      |
|                         | ROIA (%)             | BSB    | 1,82                 | 2,38      | 3,17      |
|                         |                      | FLN    | 1,36                 | 1,76      | 2,35      |
|                         |                      | FOR    | 2,43                 | 2,83      | 3,41      |
| Índice ROIA/TMA (%)     | BSB                  | 24,81  | 32,48                | 43,14     |           |
|                         | FLN                  | 18,57  | 23,96                | 31,97     |           |
|                         | FOR                  | 33,10  | 38,51                | 46,42     |           |
| Payback (anos)          | BSB                  | 15,00  | 13,00                | 10,00     |           |
|                         | FLN                  | 17,00  | 15,00                | 13,00     |           |
|                         | FOR                  | 12,00  | 11,00                | 9,00      |           |
| Risco                   | TIR (%)              | BSB    | 12,04                | 13,74     | 16,35     |
|                         |                      | FLN    | 10,75                | 11,86     | 13,61     |
|                         |                      | FOR    | 13,88                | 15,17     | 17,2      |
|                         | Índice Payback/N (%) | BSB    | 60,00                | 52,00     | 40,00     |
|                         |                      | FLN    | 68,00                | 60,00     | 52,00     |
|                         |                      | FOR    | 48,00                | 44,00     | 36,00     |
| Limites de Elasticidade | Δ% TMA               | BSB    | 64,04                | 87,16     | 122,72    |
|                         |                      | FLN    | 46,52                | 61,59     | 85,41     |
|                         |                      | FOR    | 89,12                | 106,71    | 134,27    |
|                         | Δ% FC <sub>0</sub>   | BSB    | 57,02                | 80,23     | 118,02    |
|                         |                      | FLN    | 40,28                | 54,63     | 78,59     |
|                         |                      | FOR    | 82,25                | 100,73    | 131,08    |
|                         | Δ% FC <sub>j</sub>   | BSB    | 36,31                | 44,51     | 54,13     |
|                         |                      | FLN    | 28,71                | 35,33     | 44,01     |
|                         |                      | FOR    | 45,13                | 50,18     | 56,73     |

Com relação ao tempo de recuperação do capital investido, a análise para o FC projetado resultou em um valor estimado para o Payback descontado de 12 anos (1,5 kWp); 11 anos (3 kWp) e 9 anos (5 kWp) para FOR, cujos valores são substancialmente inferiores ao horizonte de planejamento utilizado (25 anos).

Em relação aos Limites de Elasticidade (LEs), para FOR, obteve-se um valor de 89,12% (1,5 kWp) para Δ% TMA, indicando que a TMA pode aumentar até esse valor percentual que ainda assim o investimento será economicamente viável. Conforme apresentado na seção III, Δ% FC<sub>0</sub> e Δ% FC<sub>j</sub> representam, respectivamente, as variações máximas no investimento inicial e no fluxo de caixa que podem ocorrer no PI antes de se tornar economicamente inviável. O menor LE obtido considerando a variação de apenas um dos parâmetros (TMA, FC<sub>0</sub> ou FC<sub>j</sub>) foi para o FC<sub>j</sub> (Δ%FC<sub>j</sub> = 28,71%) correspondente à cidade de Florianópolis.

Observando os valores obtidos para os LEs, é possível inferir uma boa margem de segurança, sobretudo, para as cidades de FOR e BSB e de acordo com os resultados obtidos quanto maior a potência instalada, maior a variação admitida para os LEs.

### C. Abordagem Estocástica via SMC

Conforme destacado na seção II-B, a tomada de decisão

sobre a VE de um PI pode ser realizada utilizando a abordagem determinística (apresentada na seção IV - B) ou estocástica, como ilustrada nesta subseção. Nos casos em que a margem de segurança (indicada pelos LEs) sejam pequenas, recomenda-se a utilização da abordagem estocástica para análise da VE do PI. Nesta seção, portanto, será aplicada a SMC para o caso de estudo que apresenta o menor retorno e o maior risco.

A MMIA foi aplicada para todos os cenários (ver Tabela II), porém, o mais relevante é o de 1,5 kWp em FLN, pois este cenário demonstrou menor desempenho nas dimensões retorno, risco e elasticidade. Desse modo, a SMC será aplicada considerando o sistema de 1,5 kWp a ser instalado na cidade de Florianópolis.

As distribuições de probabilidades utilizadas na SMC foram baseadas em valores típicos apresentados pela literatura e em opiniões de especialistas do setor elétrico. Os valores utilizados para a TMA foram definidos com base na taxa de remuneração da caderneta da poupança no período de 2012 a 2016. Utilizou-se a distribuição triangular para a TMA e para o investimento inicial. Para a TMA, definiu-se como valor mínimo 6,17%, valor mais provável de 7,34% e o valor máximo de 8,35% ao ano. Para o investimento inicial, o valor mínimo utilizado foi de R\$ 13.290,00; o mais provável de R\$ 14.145,00; e o valor máximo de R\$ 14.985,00. Para o FC considerou-se os valores utilizados na análise determinística.

A Figura 5 ilustra a distribuição de probabilidade com intervalo de 90% para o VPL considerando um total de 100.000 simulações.

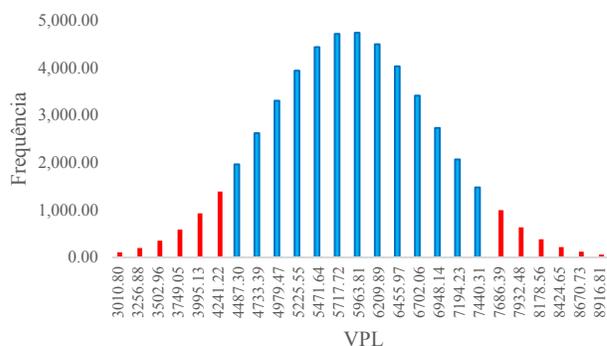


Fig. 5. Distribuição de Probabilidade do VPL com intervalo de 90% de confiança (1,5 kWp – Florianópolis).

Conforme ilustra a Figura 5, a probabilidade de o VPL estar entre R\$ 4.241,22 e R\$ 7.686,39 é de 90%. As estimativas indicam que há uma probabilidade de 95% de que o VPL supere R\$ 4.241,22. Na abordagem determinística, o valor obtido para o VPL foi de R\$ 5.697,16 (1,5 kWp – Florianópolis). Desse modo, por meio da SMC, é possível obter uma percepção maior quanto aos riscos associados ao PI, em que torna-se possível a extensão dos resultados em conjunto com as probabilidades vinculadas, ao invés de utilizar apenas um valor pontual.

A Tabela III apresenta as estatísticas descritivas obtidas pela SMC para o caso em análise (1,5 kWp – Florianópolis). Há uma dispersão dos resultados do VPL entre R\$ 2.933,68 (valor mínimo) e R\$ 9.056,28 (valor máximo), representando

um baixo risco. Além disso, há 50% de probabilidade de o VPL resultar abaixo da mediana de R\$ 5.904,05. Destaca-se que para o caso avaliado não existe a probabilidade de o VPL ser negativo.

TABELA III

| ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS OBTIDAS POR MEIO DA SMC |          |         |
|--|----------|---------|
| Estatísticas Descritivas                         | VPL      | TIR     |
| Quantidade                                       | 100.000  | 100.000 |
| Mínimo   | 2.933,68 | 10,13%  |
| Máximo   | 9.056,28 | 11,46%  |
| Amplitude (Máx - Mín)                            | 6.122,61 | 1,33%   |
| Média  | 5.925,65 | 10,76%  |
| Desvio-padrão                                    | 1.029,66 | 0,27%   |
| Coefficiente de Variação                         | 17,38%   | 2,53%   |
| Mediana  | 5.904,05 | 10,76%  |

## V. CONCLUSÕES

Este trabalho propôs uma metodologia que tem por objetivo auxiliar os consumidores residenciais no processo de tomada de decisão para realizar ou não a instalação de SFCR. De forma específica, o trabalho propõe a utilização da MMIA e da SMC via aplicativo web \$AVEI para a análise de VE.

A comparação dos resultados com trabalhos já publicados é de natureza não trivial, sobretudo devido as inúmeras variáveis envolvidas no cálculo de VE e também das premissas utilizadas em cada estudo. Em [1], os autores obtiveram um *Payback* superior a 25 anos para todos os cenários analisados, considerando um sistema de 1 kWp instalado na cidade de Goiânia (região Centro-Oeste). Conforme destacado ao longo deste trabalho e considerando os resultados obtidos, a VE depende fortemente da região em análise (i.e. com diferentes potenciais e tarifas de energia elétrica). Os resultados apresentados neste artigo mostram que o *Payback* varia entre 9 anos e 17 anos para as cidades analisadas. A principal razão na diferença de valores encontrados neste trabalho em relação aos resultados de [1] são a TMA utilizada pelos autores de [1], aproximadamente duas vezes superior à taxa utilizada neste artigo. Ressalta-se ainda que a utilização dos demais indicadores apresentados neste artigo (risco, retorno e limites de elasticidade) tem como objetivo principal melhorar a percepção de risco e retorno para o tomador de decisão. Na análise de VE do sistema fotovoltaico de 3 kWp realizada por [10], a TIR variou entre 13,00% e 23,00%, considerando diferentes regimes de radiação solar e variações nas tarifas de energia elétrica. Nos resultados obtidos neste trabalho, a TIR variou entre 10,75% e 16,35%.

Utilizando como premissas os cenários considerados, conclui-se pelo baixo risco do empreendimento para os casos avaliados. A maior probabilidade de VE é para a cidade de Fortaleza, Brasília e Florianópolis, respectivamente. Destaca-se a maior probabilidade de VE para cidade de Fortaleza, devido aos valores superiores da tarifa de energia elétrica e de irradiação solar média. Ressalta-se que os resultados para outras localidades podem ser obtidos por meio da utilização da metodologia proposta neste trabalho.

Para trabalhos futuros sugere-se a variação e/ou inclusão de outros parâmetros, como por exemplo, a parcela de autoconsumo do consumidor residencial e/ou realizar a

comparação entre diferentes sistemas de compensação de energia elétrica (*feed-in* e *net-metering*). No que tange as premissas econômicas, propõe-se a utilização da opção de financiamento para comparar com o estudo proposto neste trabalho que considerou somente o uso de recursos próprios.

Ressalta-se que este trabalho centrou-se majoritariamente na análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos. Outros aspectos técnicos podem ser incluídos na metodologia proposta como, por exemplo, o ponto ótimo de dimensionamento do sistema ou ainda o melhor Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), de modo a tornar a análise de viabilidade técnico-econômica ainda mais robusta.

## REFERÊNCIAS

- [1] S. Rodrigues, R. Torabikalaki, F. Faria, N. Caf?fo, X. Chen, A. R. Ivaki, H. Mata-Lima, and F. Morgado-Dias, "Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries," *Sol. Energy*, vol. 131, pp. 81–95, 2016.
- [2] PCE, "Cenários para a Matriz Elétrica 2050: Aporte ao debate energético nacional e ao planejamento participativo de longo prazo – PCE Brasil 2050," 2015. [Online]. Available: <http://www.nexttrans.com.br/wp-content/uploads/2015/03/Energia-Cenarios-2050.pdf>. [Accessed: 05-Oct-2017].
- [3] L. B. Reis and E. D. Santos, *Energia Elétrica e Sustentabilidade*, Second ed. São Paulo: Manole, 2014.
- [4] R. K. Nakabayashi, "Microgeração Fotovoltaica No Brasil: Condições Atuais E Perspectivas Futuras," *Inst. Energ. E Ambient. Programa Pós-Graduação Em Energ.*, 2014.
- [5] G. G. Dranka, C. A. Portolann, D. F. Casamali, G. Salvatti, and M. Menon, "Impact analysis of wind power mini-generation for industrial consumers considering different tariff modalities in Brazil," in *2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2016*, 2017.
- [6] O. Leite Vieira, F. J. Rodrigues da Silva, L. de Araujo Machado, A. Nunes Ferreira Correia, C. Tavares Vitoriano, A. Honorio Oliveira, R. Paiva Dias Franklin, J. C. Freire de Menezes, M. Francisco Apolinario, J. W. Ferreira do Nascimento, and P. C. Marques de Carvalho, "Comparison of Photovoltaic Plant Performance Estimation Models: A Case Study for Fortaleza, Brazil," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 7, pp. 1898–1906, Jul. 2018.
- [7] J. Silva de Souza, Y. Percy Molina, C. Silva de Araujo, W. Pereira de Farias, and I. Santos de Araujo, "Modified Particle Swarm Optimization Algorithm for Sizing Photovoltaic System," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 2, pp. 283–289, Feb. 2017.
- [8] G. A. Dávi, E. Caamaño-Martín, R. Rüter, and J. Solano, "Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaic system in Brazil," *Energy Build.*, vol. 120, pp. 19–29, 2016.
- [9] I. S. Machado, B. S. M. C. Borba, and R. S. Maciel, "Modeling Distributed PV Market and its Impacts on Distribution System: A Brazilian Case Study," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4520–4526, 2016.
- [10] P. F. Ribeiro, "An analysis on the inclusion of photovoltaic in Brazil: technical and economic aspects," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am.*, pp. 558–563, 2015.
- [11] J. M. Rodrigues, A. J. Alves, E. G. Domingues, J. L. Domingos, P. J. Abrao, and W. P. Calixto, "A photovoltaic system installed on the rooftop of a industry: A technical and economical study," *2015 IEEE 15th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. EEEIC 2015 - Conf. Proc.*, pp. 2141–2146, 2015.
- [12] E. J. da S. Pereira, J. T. Pinho, M. A. B. Galhardo, and W. N. Macêdo, "Methodology of risk analysis by Monte Carlo Method applied to power generation with renewable energy," *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 347–355, 2014.
- [13] J. D. de Lima, M. G. Trentin, G. A. Oliveira, D. R. Batistus, and D. Setti, "Systematic Analysis of Economic Viability with Stochastic Approach: A Proposal for Investment," in *Engineering Systems and Networks. Lecture Notes in Management and Industrial Engineering*, Springer, 2017.
- [14] D. L. Talavera, P. Pérez-Higueras, F. Almonacid, and E. F.

- Fernández, "A worldwide assessment of economic feasibility of HCPV power plants: Profitability and competitiveness," *Energy*, vol. 119, pp. 408–424, 2017.
- [15] E. A. Martínez-Ceseña and J. Mutale, "Application of an advanced real options approach for renewable energy generation projects planning," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, pp. 2087–2094, 2011.
- [16] N. C. Casarotto Filho and B. H. Kopittke, *Análise de Investimentos: Matemática Financeira, Engenharia Econômica, Tomada de Decisão, Estratégia Empresarial*, 11<sup>a</sup>. São Paulo, 2010.
- [17] J. Passinato Sausen, M. de F. Brondani Binelo, M. de Campos, A. T. Z. Romcy Sausen, and P. Sergio Sausen, "Economic Feasibility Study Of Using An Electric Vehicle And Photovoltaic Microgeneration In A Smart Home," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 7, pp. 1907–1913, Jul. 2018.
- [18] Y. Restrepo, S. Gaitan, and C. J. Franco, "Methodology for the financial valuation of a power plant under regulatory changes," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 8, pp. 1453–1459, 2017.
- [19] ANEEL, "Normative Resolution n° 687," *ANEEL*, 2015. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. [Accessed: 16-Jul-2018].
- [20] L. Santos, "The Application of Real Options to the Economic Evaluation of Electricity Generation Investments," University do Porto, 2011.
- [21] G. G. Dranka and P. Ferreira, "Planning for a renewable future in the Brazilian power system," *Energy*, vol. 164, pp. 496–511, Dec. 2018.
- [22] ANEEL, "Normative Resolution N° 482," 2012. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. [Accessed: 16-Jul-2018].
- [23] A. N. de E. E. ANEEL and S. de R. dos S. de D. SRD, "Technical Note n° 0056/2017-SRD/ANEEL," 2017.
- [24] ANEEL, "Normative Resolution n° 610," 01/04/2014, 2014. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014610.pdf>. [Accessed: 28-Feb-2018].
- [25] ANEEL, "Normative Resolution N° 733," *ANEEL*, 2016. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>. [Accessed: 28-Feb-2018].
- [26] N. D. B. Vieira, L. A. H. Nogueira, and J. Haddad, "An assessment of CO2 emissions avoided by energy-efficiency programs: A general methodology and a case study in Brazil," *Energy*, vol. 142, pp. 702–715, Jan. 2018.
- [27] G. D. A. Dantas, N. J. de Castro, R. Brandão, R. Rosental, A. Lafranque, N. J. De Castro, R. Brandão, R. Rosental, A. Lafranque, N. J. de Castro, R. Brandão, R. Rosental, A. Lafranque, N. J. de Castro, R. Brandão, R. Rosental, A. Lafranque, "Prospects for the Brazilian electricity sector in the 2030s: Scenarios and guidelines for its transformation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 68, pp. 997–1007, 2017.
- [28] EPE, "Brazilian Energy Balance 2016: base year 2015," *Brazilian Energy Research*, 2016. [Online]. Available: <https://ben.epe.gov.br/>. [Accessed: 05-Mar-2018].
- [29] B. Singh and J. Sharma, "A review on distributed generation planning," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, pp. 529–544, Sep. 2017.
- [30] T. Adefarati and R. C. Bansal, "Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation," *Appl. Energy*, vol. 185, pp. 158–171, Jan. 2017.
- [31] J. D. de Lima, M. G. Trentin, G. A. Oliveira, D. R. Batistus, and D. Setti, "A systematic approach for the analysis of the economic viability of investment projects," *Int. J. Eng. Manag. Econ.*, vol. 5, no. 1/2, pp. 19–34, 2015.
- [32] P. S. M. Nogas, W. V. Silva, and A. Souza, "Análise de Investimentos: Uma Contribuição Probabilística ao Índice TMA/TIR da Metodologia Multi-Índice," *Rev. Iberoam. Ciências Empres. y Econ.*, vol. 2, pp. 10–26, 2010.
- [33] A. Souza and A. Clemente, *Decisões Financeiras e Análise de Investimentos: Fundamentos, Técnicas e Aplicações*, 6<sup>a</sup>. São Paulo: Atlas, 2008.
- [34] J. F. C. Neto, *Elaboração e Avaliação de Projetos de Investimento*. Rio de Janeiro, 2009.
- [35] G. M. Caloba, C. das Neves, R. P. Costa, and M. Nakagawa, *Engenharia Econômica e Finanças*, 1<sup>a</sup>. Elsevier, 2008.
- [36] J. Joode and M. G. Boots, "Concepts of Investment Risks and Strategies in Electricity Generation," 2005.
- [37] D. C. Rode, S. R. Dean, and P. S. Fischbeck, "Monte Carlo Methods for Appraisal and Valuation: A Case Study of a Nuclear Power Plant," *J. Struct. Proj. Financ.*, pp. 38–48, 2001.
- [38] J. D. de Lima and L. F. P. Southier, "Manual do Usuário do Savepi: Guia Geral," Pato Branco, 2017.
- [39] R. Caricimi and J. D. Lima de, "Economic Analysis for Small Hydroelectric Power Plant using Extended Multi-Index Methodology □ An Approach Stochastic by the Monte Carlo Simulation," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 8, pp. 2184–2191, Aug. 2018.
- [40] J. D. de Lima, M. Bennemann, F. L. P. Southier, D. R. Batistus, and G. A. Oliveira, "Savepi – Web System to support the teaching and learning process in engineering economics," *Brazilian J. Oper. Prod. Manag.*, vol. 14, pp. 469–485, 2017.
- [41] A. F. Sherwani, J. A. Usmani, and Varun, "Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 540–544, Jan. 2010.
- [42] T. J. Formica, H. A. Khan, and M. G. Pecht, "The Effect of Inverter Failures on the Return on Investment of Solar Photovoltaic Systems," *IEEE Access*, vol. 5, pp. 21336–21343, 2017.



**Géremi Gilson Dranka**, nasceu na cidade de Pato Branco, Paraná, Brasil. Fez graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Atualmente é Professor Assistente da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) do curso de Engenharia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: Planejamento de Sistemas Energéticos e Geração de Energia Elétrica.



**José Donizetti de Lima**, possui Doutorado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Atualmente é professor da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR - Câmpus Pato Branco), Tem realizado trabalhos de pesquisa e publicações principalmente nos seguintes temas: decisões de investimentos em ativos reais, indicadores de viabilidade econômica, análise econômica de projetos de investimentos.



**Rafael da Costa Bonotto**, nasceu em Brasília, Distrito Federal, Brasil. Atualmente realiza sua graduação pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em Engenharia Elétrica, atuando com maior ênfase nas áreas de Sistemas de Controle, Eletrônica, Planejamento de Sistemas Energéticos e Gestão de Projetos.



**Raphael Henrique Soares Machado**, nasceu na cidade de Ji-Paraná, Rondônia, Brasil. Atualmente é acadêmico da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) do curso de Engenharia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: Planejamento de Sistemas Energéticos, Geração de Energia Elétrica e

Previsão de Demanda.