

# **METODOLOGIA PARA A IDENTIFICAÇÃO DE NICHOS DE MERCADO PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM MÉDIA E BAIXA TENSÃO**

**Izana N. Ribeiro Vilela** – izanarivi@gmail.com

Universidade Federal de Minas Gerais, Programa de Pós Graduação de Engenharia Elétrica

**Wadaed Uturbey** – wadaed@cpdee.ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Elétrica

**Thiago Batista Santos Fernandes** – thiibsf@live.com

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Elétrica

**Selênio Rocha Silva** – selenios@dee.ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

**Eduardo Nohme Cardoso** – nohme@cpdee.ufmg.br

Universidade Federal de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Elétrica

**Bruno Marciano Lopes** – bruno.marciano@cemig.com.br

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG-D

**Resumo.** *O objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta de metodologia para a identificação de nichos de mercado para a geração distribuída fotovoltaica, conectada à rede de média e baixa tensão. A metodologia considera a curva de carga do consumidor e a sua área de telhado disponível, para a instalação de um sistema fotovoltaico. Os nichos são identificados por meio de uma avaliação econômica, realizada via fluxo de caixa descontado. Os consumidores que apresentam critérios favoráveis na análise econômica, tais como VPL e TIR, por exemplo, são os segmentos que poderiam receber investimentos. No estudo, foram considerados dois tipos de consumidores, o industrial, pertencente ao subgrupo A4, e o residencial, que representa o subgrupo B. A análise econômica mostrou a viabilidade da adoção da geração distribuída fotovoltaica, para o consumidor residencial, do subgrupo B. O consumidor industrial analisado, não se mostrou viável, ao considerar os critérios de avaliação adotados. Logo, é necessário criar incentivos e opções específicas de financiamento, para que a geração distribuída fotovoltaica seja, também, uma realidade para os consumidores industriais do subgrupo A4. Ressalta-se que, para este trabalho, considerou-se o ponto de vista do investidor, sendo a metodologia uma ferramenta auxiliar na tomada de decisão dos investidores interessados na geração distribuída fotovoltaica.*

**Palavras-chave:** *Geração Distribuída Fotovoltaica, Nichos de Mercado, Análise Econômica*

## **1. INTRODUÇÃO**

Em Abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, publicou a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), posteriormente modificada para a Resolução Normativa nº 517 (ANEEL, 2012), que garantiu o acesso da micro e minigeração ao sistema de distribuição e ao sistema de compensação de energia. Desse modo, a geração distribuída, que contempla a fonte de energia solar, se destaca cada vez mais no cenário energético nacional. Além disso, o setor elétrico vivencia grandes mudanças no âmbito da distribuição.

A crescente demanda por fontes alternativas de energia, somada à dinâmica imposta pelas mudanças tecnológicas, sinaliza uma transição global para sistemas distribuídos de geração (Schleicher-Tappeser, 2012) É relevante ressaltar, que a geração solar fotovoltaica, apresenta características disruptivas. Segundo (Kind, 2013), estas propriedades disruptivas podem ser definidas como uma inovação que ajuda a criar um novo mercado e uma nova rede de valor, e consequentemente, irá modificar um mercado e uma rede de valor já existentes. Desse modo, considerando o crescimento da geração distribuída e a sua inserção no sistema elétrico, espera-se um grande impacto nas operações e no planejamento da rede, e principalmente, na maneira pela qual as concessionárias conduzirão os seus negócios (Frantzis et al, 2008).

Com o intuito de auxiliar na tomada de decisão dos investidores, é necessário, primeiramente, identificar os nichos de mercado nos quais a geração distribuída seja economicamente viável. A avaliação de viabilidade deve ser feita considerando diversas perspectivas, tais como a do consumidor que investe em energia fotovoltaica, a distribuidora de energia, o consumidor que não investe em energia fotovoltaica, entre outros. Logo, são várias avaliações econômico-financeiras de viabilidade que devem ser feitas. Do ponto de vista do consumidor que adota um sistema fotovoltaico, por exemplo, as receitas são apenas o ganho por ele auferido, com a redução da sua fatura de energia. Do ponto de vista do consumidor que não instala um sistema fotovoltaico em suas dependências, as mudanças nas receitas e nos custos operacionais da distribuidora de energia, vão impactar a sua tarifa. Identificar este nichos, considerando o ponto de vista

de todos os envolvidos, também auxilia no entendimento da criação de valor que a geração distribuída fotovoltaica irá proporcionar. Desse modo, é possível estabelecer e adaptar modelos de negócios bem estruturados e específicos, para todos os agentes relacionados a este tipo de geração.

Considerando a disponibilidade do recurso solar no Brasil e os atuais esforços para incentivar o desenvolvimento da geração distribuída no país, este trabalho apresenta uma proposta de metodologia para identificar nichos de mercado para a geração distribuída fotovoltaica em média e baixa tensão. Primeiramente, serão apresentados os principais conceitos envolvidos no estudo, e, posteriormente, a metodologia e um estudo de caso com a sua aplicação.

## 2. CONCEITOS

### 2.1 Geração distribuída fotovoltaica

A Geração Distribuída, conhecida como GD, ainda não possui uma definição padrão. É possível encontrar conceitos na literatura, que variam de acordo com a forma de conexão à rede, localização do sistema, tecnologias de geração, recursos utilizados e capacidade instalada, por exemplo. De modo geral, a geração distribuída caracteriza-se como uma forma de geração conectada ao sistema de distribuição e próxima ao ponto de consumo (Zilles et al, 2012). Este trabalho adotará os conceitos apresentados na RN nº 482, na qual se define que a micro e minigeração são centrais geradoras de energia, que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas na rede de distribuição, por meio de instalações de unidades consumidoras. A micro e minigeração são diferenciadas pela potência instalada (ANEEL, 2012):

- Microgeração distribuída: potência instalada menor ou igual a 100 kW;
- Minigeração distribuída: potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1MW.

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos estão sendo utilizados como geradores distribuídos, para abastecer cargas isoladas ou conectados à rede convencional de distribuição elétrica. Essa flexibilidade proporciona desenvolvimentos importantes à tecnologia, como a diminuição dos custos e o aumento da eficiência de conversão. Considera-se que, com a geração distribuída, cada unidade consumidora é uma unidade de produção de energia elétrica em potencial, capaz de abastecer a sua própria demanda, total ou parcialmente (Zilles et al, 2012).

### 2.2 Nichos de mercado para a geração distribuída fotovoltaica

O Brasil, com o seu expressivo potencial solar, aliado à redução dos custos dos módulos fotovoltaicos, tornou-se um grande mercado a ser explorado no âmbito da geração fotovoltaica. Na literatura, é possível encontrar estudos elaborados para definir em qual nicho de mercado é mais viável realizar um investimento. Ou seja, na perspectiva do investidor, em qual local o investimento é viável? Em qual segmento é economicamente salutar investir em geração fotovoltaica? Segundo (Amtmann, 2009), nichos de mercado são definidos como oportunidades para o uso financeiramente viável de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Concernente à metodologia, os nichos foram identificados através da comparação entre os custos de geração de um sistema fotovoltaico e os custos de adquirir a energia elétrica da rede. O objetivo final, para o estudo citado acima, era identificar, especificamente, cidades e em qual nível de consumo a aplicação do sistema fotovoltaico estava associado a um Valor Presente Líquido (VPL) positivo.

O estudo elaborado por (Wenger et al, 1996) apresenta uma abordagem voltada para os incentivos específicos para a geração fotovoltaica, sendo estes comuns nos Estados Unidos. O autor considera que um candidato a nicho de mercado para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, deve apresentar a combinação de determinados atributos, tais como: financiamento, empréstimo, arrendamento e opções de depreciação, opções de *Net Metering*, a capacidade de investir em energia limpa e inovação. Outros critérios que auxiliam na escolha de um nicho são: a qualidade do recurso solar, a carga do consumidor, o suporte da concessionária e os incentivos regulatórios. Os Estados que apresentaram as melhores combinações dos atributos citados acima, foram selecionados como candidatos a nicho de mercado. A próxima etapa da metodologia, baseou-se em elaborar um fluxo de caixa para cada Estado selecionado.

A identificação de nichos de mercado é uma estratégia que permite acelerar a comercialização da geração fotovoltaica conectada à rede (Wenger et al, 1996). Logo, para estabelecer negócios rentáveis e atrativos, sugere-se determinar este nicho. Portanto, o objetivo deste trabalho, é propor uma metodologia adaptada de (Amtmann, 2009) e (Wenger et al, 1996), considerando as características do sistema elétrico brasileiro.

## 3. METODOLOGIA

O principal objetivo da metodologia apresentada a seguir, é identificar possíveis nichos de mercado nos quais a geração distribuída fotovoltaica, seja economicamente viável. A aplicação da metodologia considerou as cidades de Belo Horizonte, Betim e Contagem, que representam a área de estudo. Esta área, composta pelas cidades citadas anteriormente, foi dividida em regiões, aproximadamente, homogêneas: residencial, industrial e comercial. Associa-se a cada região, um tipo de consumidor, tais como: consumidor residencial, consumidor industrial e consumidor comercial. O desenvolvimento da metodologia depende de três ferramentas básicas: *Google Earth Pro*, *PVsyst* e *MS Excel*.

Utilizou-se o programa *Google Earth Pro* para visualizar, delimitar e determinar as regiões. Além disso, esta ferramenta também permite conhecer a área (em m<sup>2</sup>) de cada região, bem como a área de telhado disponível para receber uma instalação de geração fotovoltaica. Esta ferramenta foi utilizada para determinar apenas a área de telhado das edificações. Para este estudo, questões relacionadas ao sombreamento, não foram consideradas. Logo, não há especificação para a altura de cada telhado. A Fig. 1 ilustra o uso da ferramenta *Google Earth Pro*.

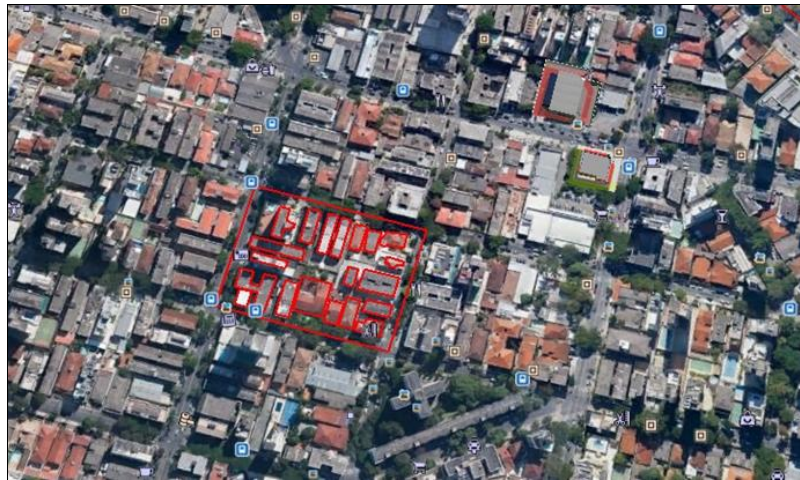


Figura 1 - Delimitação de área de telhado em um bairro residencial de Belo Horizonte.

O *PVsyst* foi utilizado para dimensionar o sistema fotovoltaico, para os consumidores abordados no estudo. Ao conhecer o porte do sistema, é possível realizar uma análise econômica através do método de fluxo de caixa descontado, elaborado no programa *MS Excel*. A Fig. 2 apresenta o fluxograma geral da metodologia e as ferramentas utilizadas em cada etapa.

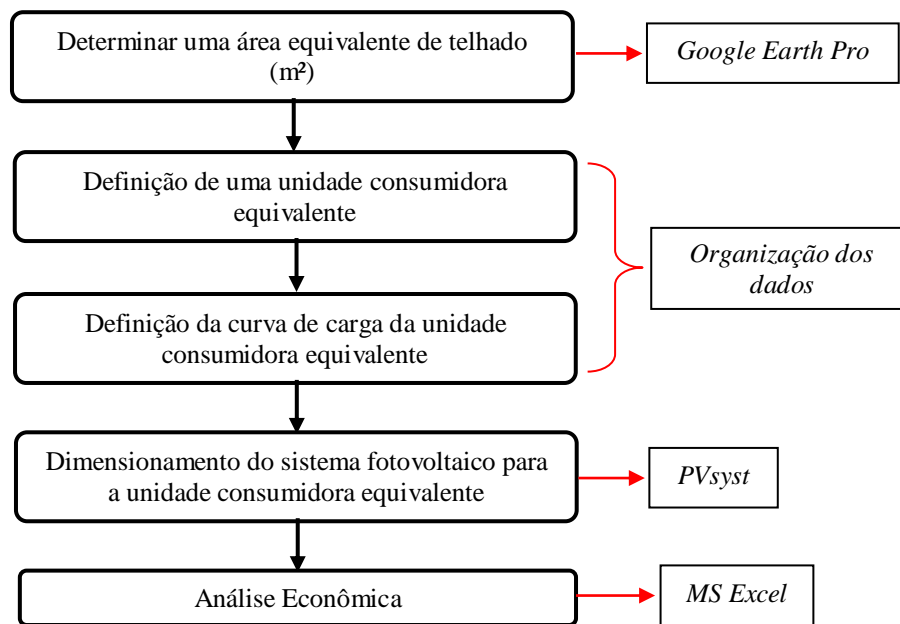


Figura 2 – Fluxograma da metodologia geral.

A metodologia é composta por cinco etapas principais. A primeira etapa, relaciona-se à área equivalente de telhado. Cada região (industrial, comercial e residencial), possui uma área de telhado equivalente, ou seja, uma área média de telhado que representa uma unidade consumidora típica daquela região. A segunda etapa refere-se à escolha desta unidade consumidora típica, chamada neste trabalho, de unidade consumidora equivalente, que foi determinada através de dados de carga de consumidores de média e baixa tensão, relevantes para a micro e minigeração distribuída. A terceira etapa consiste na definição da curva de carga da unidade consumidora equivalente. A quarta etapa compõe-se do dimensionamento do sistema fotovoltaico da unidade consumidora equivalente, realizado no programa *PVsyst*, considerando a área determinada na primeira etapa e a curva de carga definida na terceira etapa. A quinta e última

etapa, relaciona-se à análise econômica para a unidade consumidora equivalente, feita por meio de fluxo de caixa descontado, elaborado no programa *MS Excel*.

Ressalta-se que a segunda e terceira etapa, que representam a parte de *organização dos dados*, não possui um padrão específico. Para este trabalho, identificou-se a necessidade de obter dados de consumo dos grupos tarifários B e do subgrupo A4, sendo estes grupos de consumidores passíveis de adotar a geração distribuída fotovoltaica. O grupo B será representado por uma unidade consumidora equivalente residencial, atendida em baixa tensão (inferior a 2,3 kV). O subgrupo A4, será representado por uma unidade consumidora equivalente industrial, atendida em média tensão (2,3 a 25 kV) (ANEEL, 2005).

#### 4. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso proposto objetiva mostrar a aplicação da metodologia geral apresentada, de forma a identificar os possíveis nichos de mercado para a geração distribuída fotovoltaica, considerando dois grupos de consumidores: subgrupo A4 e grupo B. primeiramente, serão discutidos conceitos relevantes para o melhor entendimento das simulações.

##### 4.1 Conceitos relevantes

Após definir os requisitos técnicos e o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, é possível realizar uma análise econômica do mesmo. Uma avaliação econômica considera os custos e os benefícios envolvidos no sistema (Whisnant et al, 2003). Há diversos métodos disponíveis para analisar e comparar o potencial de um determinado investimento. Um critério, ou método, amplamente utilizado, é o do Valor Presente Líquido – VPL. O VPL de um investimento é a soma dos valores presentes de fluxo de caixa anual (receita menos custo), gerados pelo projeto. O VPL determina o rendimento econômico geral do investimento, e se o seu valor for positivo, o projeto é viável para o investidor. Caso contrário, se o VPL apresentar um valor negativo, o projeto não é viável (Mitscher e Rütther, 2012). Outro critério amplamente utilizado, é o da Taxa Interna de Retorno – TIR, que está relacionada ao VPL. A TIR é a taxa de retorno, ou taxa de desconto, que torna o VPL do investimento igual a zero. Se a TIR obtida for maior que a taxa de desconto utilizada no cálculo do VPL, considera-se o projeto viável. Se for menor, o projeto não apresenta um considerável retorno, sendo inviável (Swift, 2013). Uma medida econômica simples, é o *payback*, ou tempo de retorno do investimento. O *payback* indica em quanto tempo o investidor irá recuperar o investimento inicial feito (Whisnant et al, 2003). Estes critérios de avaliação foram utilizados na etapa de análise econômica deste artigo. Entretanto, estes resultados devem ser utilizados com o devido cuidado, pois eles apenas indicam uma possível rentabilidade do projeto, para auxiliar o investidor em suas decisões.

##### 4.2 Primeiro estudo de caso

O primeiro estudo de caso contempla um consumidor equivalente industrial, do subgrupo A. Para este consumidor, a área de telhado equivalente encontrada foi de 1460 m<sup>2</sup>, aplicando a primeira etapa da metodologia. Após trabalhar com dados de consumo diário, encontrou-se um consumidor equivalente do subgrupo A4, que possui uma curva de carga típica, como ilustra a Fig. 3. É importante ressaltar que o consumidor equivalente (ou típico), é apenas uma representação do subgrupo. Cada indústria possui uma curva de carga característica, e para simplificar o estudo e encontrar um consumidor médio, foi necessário agrupar os consumidores com curvas de cargas semelhantes, formando 7 tipos diferentes. O tipo com maior participação no total foi selecionado para o estudo de caso.

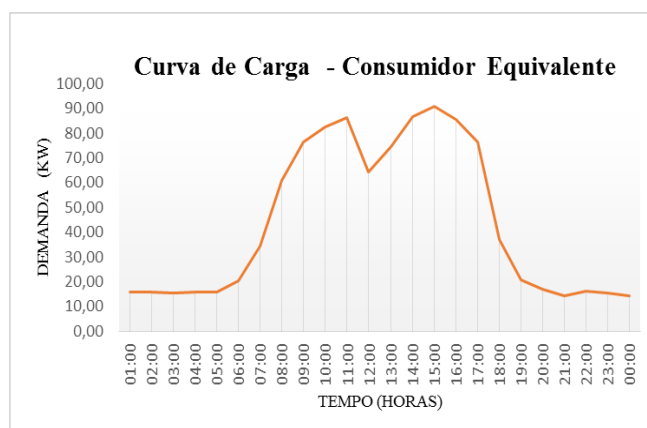


Figura 3 – Curva de carga do consumidor industrial equivalente A4.

Com o auxílio do software *PVsyst*, dimensionou-se o sistema para o consumidor equivalente encontrado, fornecendo a sua curva de carga e a área de telhado disponível (m<sup>2</sup>). Para as simulações apresentadas neste trabalho, desconsiderou-se questões relacionadas ao sombreamento e às perdas. Utilizou-se valores ótimos de inclinação igual a 20°, e orientação para o norte geográfico, igual a 180°. A Tab. 1 apresenta as principais características do sistema para o consumidor equivalente industrial A4, em média tensão, cujo módulo fotovoltaico utilizado foi do tipo Si-Mono (monocristalino), da Bosch Solar Energy, modelo BSM c-Si M 60. E o inversor, da Solectria Renewables, modelo Solectria SGI 250k.

Tabela 1 – Características do sistema para o consumidor equivalente industrial A4.

Dados	Valor	Unidade
Potência Instalada	234	kWp
Número de Módulos	882	unidades
Potência do Módulo	265	Wp
Área de Módulo	1449	m <sup>2</sup>
Eficiência	16,11	%
Vida Útil do Sistema	25	anos
Performance Ratio	81,7	%
Perda Anual de Eficiência	1	%
Potência do Inversor	250	kW
Número de Inversores	1	unidades

Após dimensionar o sistema, é possível realizar uma análise econômica para o consumidor. A análise foi feita através do método de fluxo de caixa descontado, que considerou os custos envolvidos na aquisição de um sistema fotovoltaico, por importação. Os preços do módulo e do inversor foram estimados de acordo com o exemplo de cálculo apresentado no documento (Erwes et al, 2012).

As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado, com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, e demanda contratada inferior a 300 kW, podem optar pela tarifa horo-sazonal, seja na modalidade azul ou verde (ANEEL, 2005). Desse modo, foram feitas duas simulações para o consumidor equivalente A4, sendo uma considerando a tarifa verde, e outra, a azul. No Brasil, há o sistema de compensação de energia, conhecido como *Net Metering*, ou seja, o consumidor não vende a energia que ele injeta na rede, ele apenas a compensa. Portanto, este trabalho considera como receita, tudo aquilo que o consumidor deixará de pagar, após adquirir um sistema fotovoltaico, todo o desembolso evitado pelo consumidor, uma vez que ele gerará a sua própria energia. As receitas e os custos considerados no fluxo de caixa, serão detalhados a seguir.

- Receita Total: é a soma de todas as receitas, tais como:
  - Economia de Energia: é a energia que o consumidor deixa de comprar da concessionária, equivalente à energia que o sistema fotovoltaico produziu e que foi consumida no ato;
  - Energia Compensada: esta receita é proveniente dos créditos de energia obtidos pelo excedente injetado na rede e que foram compensados no mesmo ciclo de faturamento;
  - Energia Economizada – ICMS: é a diferença entre o valor da energia injetada com incidência de ICMS, e o valor da energia injetada sem ICMS. Esta isenção é considerada durante 5 anos, conforme o artigo 13 da Lei Nº 20.824, de 31 de Julho de 2013 (BRASIL, 2013);
  - Financiamento: receita proveniente do financiamento feito pelo consumidor.

No cálculo das receitas, considerou-se a perda anual de 1% do módulo fotovoltaico, que afeta a quantidade de energia produzida, e o aumento anual de 3% na tarifa, devido ao IPCA.

- Custo Total: é a soma de todos os custos envolvidos, tais como:
  - Custo de Operação e Manutenção: formado pelo custo fixo de operação manutenção do sistema;
  - Juros sobre a Dívida: composto pelos juros que o consumidor irá pagar, pelo financiamento realizado;
  - Amortização da Dívida: refere-se aos valores do financiamento que foram amortizados;
- Investimento Inicial: formado pela soma dos custos relacionados ao sistema fotovoltaico, sendo o custo total dos módulos, custo total dos inversores, custo de instalação, custo do frete dos equipamentos importados e custo do restante do BOS.

As Tab. 3 e Tab. 4, sintetizam os resultados da análise econômica do consumidor industrial equivalente A4. Foram feitas duas simulações, uma considerando a tarifa verde e outra, considerando a tarifa azul. Considerou-se uma taxa de

desconto mínima de 8,15 % ao ano, para os dois casos (Bertoi, 2012). Os estudos também consideraram o financiamento de 80% do investimento inicial, através de uma linha de financiamento específica para energias alternativas do BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento, com um custo financeiro de 5% a.a., remuneração básica do BNDES de 0,9% a.a., e taxa de risco de crédito de 4,18% a.a, totalizando uma taxa de juros de 10,08 % a.a. Estes valores estão disponíveis no site do banco (BNDES, 2013). Os dados de tarifa apresentados neste trabalho, estão sem a incidência de impostos, mas nos cálculos do fluxo de caixa, eles foram considerados. Os dados são da concessionária de energia local, também disponíveis no seu site (CEMIG, 2013). O exemplo do fluxo de caixa utilizado é apresentado na Tab. 2, referente à simulação feita para a tarifa azul. Os números apresentados indicam o valor presente das receitas e dos custos, considerando um horizonte de tempo de 25 anos, a vida útil do sistema fotovoltaico. O “Valor do Inversor – Substituição” deve ser considerada no fluxo, pois a vida útil do equipamento, gira em torno de 10 anos, sendo necessário realizar a sua troca.

Tabela 2 – Exemplo do fluxo de caixa para a avaliação com a tarifa azul.

<b>Receita Total</b>	<b>R\$</b>	<b>3.810.500,69</b>
Energia Compensada	R\$	714.847,37
Energia Economizada (ICMS)	R\$	25.932,95
Economia de Energia	R\$	1.625.535,88
Financiamento	R\$	1.444.184,50
<b>Custo Total</b>	<b>R\$</b>	<b>4.896.128,69</b>
Investimento Inicial	R\$	1.805.230,63
<b>Custos</b>	<b>R\$</b>	<b>3.090.898,06</b>
Custo O&M Fixo	R\$	21.604,74
<i>Financiamento</i>		
Juros sobre a Dívida	R\$	945.542,63
Amortização da Dívida	R\$	1.442.480,78
Valor não Financiável	R\$	361.046,13
Valor do Inversor - Substituição	R\$	320.223,78
<b>VPL</b>	<b>-R\$</b>	<b>1.085.628,00</b>

Tabela 3 – Resultados para o consumidor industrial equivalente, considerando a tarifa azul.

Resultados			Tarifa Azul - R\$/kWh				
Custo Total		Receita Total	Ponta		Fora de Ponta		
R\$	4.896.128,69	R\$	3.810.500,69	Seca	Úmida	Seca	Úmida
<b>Crítérios de Avaliação</b>			0,27873	0,27873	0,18052	0,18052	
<b>VPL</b>	<b>Payback</b>	<b>TIR</b>	<i>Taxa de desconto = 8,15% ao ano</i>				
-R\$	1.085.628,00	20 anos					4%

Tabela 4 – Resultados para o consumidor industrial equivalente, considerando a tarifa verde.

Resultados			Tarifa Verde - R\$/kWh				
Custo Total		Receita Total	Ponta		Fora de Ponta		
R\$	4.896.128,69	R\$	3.678.352,44	Seca	Úmida	Seca	Úmida
<b>Crítérios de Avaliação</b>			0,91464	0,91464	0,18052	0,18052	
<b>VPL</b>	<b>Payback</b>	<b>TIR</b>	<i>Taxa de desconto = 8,15% ao ano</i>				
-R\$	1.217.776,25	21 anos					4%

A análise econômica do estudo de caso, considerou os critérios clássicos de avaliação: VPL, TIR e Payback. O primeiro caso, com tarifa azul, apresentou um VPL negativo. Se o VPL é positivo, o projeto é viável e vantajoso para o investidor (Mitscher e Rütther, 2012). Em um horizonte de 25 anos, que corresponde à vida útil do sistema fotovoltaico, o tempo de retorno (payback) encontrado, foi de 20 e 21 anos, respectivamente. A TIR encontrada foi de 4%, nas duas situações, sendo esta a taxa de desconto que torna o VPL nulo. Uma taxa de desconto menor que a TIR, aponta a

viabilidade do projeto. O segundo caso apresentou resultados semelhantes ao primeiro. O VPL obtido foi negativo, o valor da TIR não superou o valor da taxa de desconto e o tempo de retorno do investimento, foi de 21 anos. Entretanto, o VPL da simulação com tarifa verde, bem como a receita total, foram diferentes dos apresentados na tarifa azul, mesmo a tarifa verde sendo maior. Esta variação se deve à compensação de energia, que considera os valores diferenciados das tarifas nos horários de ponta e fora de ponta. De acordo com a RN nº 517 (ANEEL, 2012), se o consumidor tiver uma tarifa horosazonal, e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário for superior à energia consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários, considerando a relação entre os valores das tarifas de energia. A tarifa verde é, aproximadamente, 5 vezes maior na ponta quando comparada à tarifa fora de ponta. E a tarifa azul é, aproximadamente, 1,5 vezes maior na ponta, quando comparada à tarifa fora de ponta. Desse modo, a energia compensada com a tarifa verde será menor que a energia compensada com a tarifa azul, resultando em uma queda de receita e, conseqüentemente, do VPL, para o segundo caso.

Ressalta-se que os critérios considerados são básicos, e apenas auxiliam na tomada de decisão do investidor. Neste estudo, o consumidor equivalente não representaria um nicho de mercado para o investidor, pois para ambos os casos, os critérios de avaliação não apresentaram uma possível rentabilidade do investimento.

#### 4.3 Segundo estudo de caso

O segundo estudo de caso contempla um consumidor residencial equivalente, pertencente ao grupo B. Ao aplicar a primeira etapa da metodologia, encontrou-se uma área média de telhado de 20 m<sup>2</sup>. Após trabalhar com curvas de carga de consumidores residenciais, encontrou-se um consumidor residencial equivalente para representar o grupo B, com dados de consumo diário mostrados na Fig. 4.

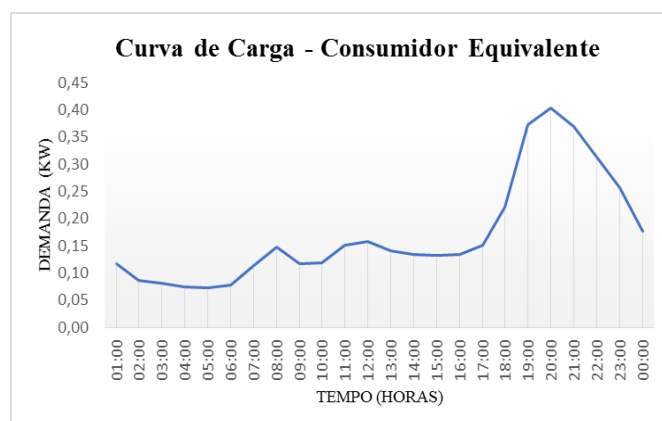


Figura 4 – Curva de carga do consumidor residencial equivalente B.

Da mesma forma, utilizou-se o software *PVsyst* para dimensionar o sistema do consumidor equivalente encontrado, fornecendo a sua curva de carga e a área de telhado disponível (m<sup>2</sup>). Desconsiderou-se questões relacionadas ao sombreamento e às perdas. Utilizou-se valores ótimos de inclinação igual a 20°, e orientação para o norte geográfico, igual a 180°. Segue, na Tab. 5, as principais características do sistema para o consumidor equivalente residencial do grupo B, em baixa tensão, cujo módulo fotovoltaico utilizado foi do tipo policristalino, da Kyocera Solar, modelo KD245GX-LFB. E o inversor, da SMA Solar Technologies, modelo Sunny Boy SB 3000 U-240.

Tabela 5 – Características do sistema para o consumidor residencial equivalente B.

Dados	Valor	Unidade
Potência Instalada	2,695	kWp
Número de Módulos	11	unidades
Potência do Módulo	245	Wp
Área de Módulo	18,1	m <sup>2</sup>
Eficiência	14,92	%
Vida Útil do Sistema	25	anos
Performance Ratio	77,2	%
Perda Anual de Eficiência	1	%
Potência do Inversor	3,00	kW
Número de Inversores	1	unidades

Após dimensionar o sistema, realizou-se uma análise econômica para o consumidor. A avaliação também foi feita através do método de fluxo de caixa descontado, entretanto, para este consumidor, os equipamentos não foram adquiridos por importação. Os preços do módulo e do inversor foram estimados de acordo com os preços praticados no mercado nacional. O consumidor do grupo B possui uma tarifa estabelecida somente para o componente de consumo de energia (ANEEL, 2005). Logo, para este consumidor, as tarifas não são diferenciadas nos postos tarifários, o que torna a compensação de energia mais simplificada. Ressalta-se que os mesmos conceitos para custos e receitas mostrados no primeiro caso de estudo, são aplicados para esta simulação. Na Tab. 7, é possível visualizar os principais resultados da análise econômica do consumidor residencial equivalente B. Considerou-se uma taxa de desconto de 6,5 % ao ano (Mitscher e Rütther, 2012). Este consumidor também financiará o seu sistema fotovoltaico, através da linha de financiamento específica para energias alternativas do BNDES, com uma taxa de juros de 10,08 % a.a. O fluxo de caixa utilizado para o consumidor residencial equivalente, é mostrado na Tab. 6.

Tabela 6 – Exemplo do fluxo de caixa para a avaliação com a tarifa azul.

<b>Receita Total</b>	<b>R\$ 79.160,53</b>
Energia Compensada	<i>Não Apresentou</i>
Energia Economizada (ICMS)	<i>Não Apresentou</i>
Economia de Energia	R\$ 60.137,33
Financiamento	R\$ 19.023,20
<b>Custo Total</b>	<b>R\$ 71.074,09</b>
Investimento Inicial	R\$ 23.779,00
<b>Custos</b>	<b>R\$ 47.295,09</b>
Custo O&M Fixo	R\$ 284,58
<i>Financiamento</i>	
Juros sobre a Dívida	R\$ 12.454,95
Amortização da Dívida	R\$ 19.000,76
Valor não Financiável	R\$ 4.755,80
Valor do Inversor - Substituição	R\$ 10.799,00
<b>VPL</b>	<b>R\$ 8.086,44</b>

Tabela 7 – Características do sistema para o consumidor residencial equivalente.

<b>Resultados</b>		
Tarifa Vigente - R\$ 0,34700		
<b>Custo Total</b>	<b>Receita Total</b>	
R\$ 71.074,09	R\$ 79.160,53	
<b>Crítérios de Avaliação</b>		
<b>VPL</b>	<b>Payback</b>	<b>TIR</b>
R\$ 18.885,44	11 anos	10%
<i>Taxa de desconto = 8,15% ao ano</i>		

O consumidor residencial equivalente apresentou valores atraentes para o investidor. O VPL obtido foi positivo, o tempo de retorno foi de 11 anos, e a TIR apresentou um valor maior que a taxa de desconto. Logo, o consumidor residencial do grupo B, que apresenta características de consumo e de área de telhado semelhantes, é um possível nicho de mercado com chance de investimento.

## 5. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos dos estudos de caso apresentados, mostraram a não viabilidade dos investimentos em geração distribuída fotovoltaica conectada à rede de média tensão, e a viabilidade para os consumidores conectados à rede de baixa tensão. Ressalta-se que estes resultados, são dos exemplos considerados neste estudo, sendo possível encontrar variações nos critérios de avaliação econômica, de acordo com as características do consumidor. Consideram-se como viáveis, os projetos que apresentam um VPL positivo, sendo estes consumidores, os nichos de mercado a explorar. Buscou-se criar uma metodologia de fácil aplicação e entendimento, que considera dados típicos e médios para representar os consumidores e as áreas de telhado. Como continuação deste primeiro projeto, pretende-se estudar



outros tipos de consumidores, com variadas curvas de carga, perfil de consumo e tarifas adotadas. Pretende-se, também, trabalhar com variações nas taxas de desconto e outras opções de financiamento. Além disso, é importante abranger outros critérios de avaliação econômica de projetos, para uma melhor validação e confiabilidade dos resultados gerados. Ressalta-se que esta metodologia pode ser adequada para analisar o investimento não apenas do ponto de vista do investidor, mas também do ponto de vista do consumidor e da concessionária. A concessionária é um importante, e essencial agente, na difusão da geração distribuída. Portanto, se na perspectiva do investidor e do consumidor, o investimento é viável, para a distribuidora, pode não ser. Para isso, é necessário adaptar a metodologia para considerar o que seria receita para a distribuidora de energia, e o que seria custo para ela. Espera-se que esta proposta de metodologia para a identificação de nichos de mercado, acelere o processo de inserção da geração distribuída no sistema elétrico, e, da mesma forma, auxilie o investidor nas tomadas de decisão, ao conhecer o segmento correto a investir.

### **Agradecimentos**

Os autores agradecem à CEMIG-D pelo apoio financeiro recebido no contexto do projeto de P&D “D713 – Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” do programa de P&D da ANEEL. Izana N. Ribeiro Vilela agradece o apoio financeiro recebido da CAPES – Brasil.

### **REFERÊNCIAS**

- Amtmann, M., 2009. Nichos de mercado para sistemas fotovoltaicos em conexão a la red eléctrica em México. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (Conuee). México D.F. Disponível: <http://www.giz.de/de/downloads/en-market-niches-for-gride-connected-photovoltaic-systems-mexico.pdf>
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005. Cadernos Temáticos ANEEL – Tarifas de fornecimento de energia elétrica. Brasília D.F., Abril, 2005.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Resolução Normativa Nº 482/2012, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Abril, 2012.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Resolução Normativa Nº 517/2012, Diretoria Geral, Brasília, Brasil, Abril, 2012.
- Bertoi, E. F., 2012. Análise dos Incentivos à Microgeração Distribuída sob a Perspectiva da Viabilidade Econômica dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Monografia, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.
- BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento, 2013. Energias Alternativas – BNDES. Disponível: <http://www.bndes.gov.br>
- BRASIL. Lei nº 20.824, de 31 de julho de 2013. Altera as Leis nºs 6.783, de 26 de dezembro de 1975, 14.937, de 23 de dezembro de 2003, e 14.941, de 29 de dezembro de 2003, revoga dispositivo da Lei nº 15.424, de 30 de dezembro de 2004, concede incentivo a projetos esportivos e dá outras providências. Disponível: [http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao\\_tributaria/leis/2013/120824\\_2013.htm](http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2013/120824_2013.htm)
- CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, 2013. Valores de Tarifa e Serviços. Disponível: <http://www.cemig.com.br>
- Erwes, H., Forli, C., Filho, R. D., 2012. Condições de importação de equipamentos de mini & microgeração distribuída fotovoltaica no Brasil. Cooperação Alemã para o Desenvolvimento - GIZ.
- Frantzis, L., Graham, S., Katofsky, R., Sawyer, H., 2008. Photovoltaic Business Model. National Renewable Laboratory. Disponível: <http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42304.pdf>
- Kind, P., 2013. Disruptive Challenges: Financial implications and strategic responses to a changing retail electric business. Edison Electric Institute. Disponível: <http://www.eei.org/ourissues/finance/Documents/disruptivechallenges.pdf>
- Mitscher, M., Rüther, R., 2012. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. Energy Policy, vol. 49, pp. 688-694.
- Schleicher-Tappeser, R., 2012. How renewables will change electricity markets in the next five years. Energy Policy, vol. 48, pp. 64-75.
- Swift, K. D., 2013. A comparison of the cost and financial returns for solar photovoltaic systems installed by businesses in different locations across the United States. Renewable Energy, vol. 57, pp. 137-143.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Oficina de Textos, vol. I, p. 208, São Paulo.
- Wenger, H., Herig, C., Taylor, R., Eiffert, P., Perez, R., 1996. Niche markets for grid-connected photovoltaics. IEEE Photovoltaic Specialists Conference. Washington, D.C., May 13-17, 1996.
- Whisnant, R. A., Johnston, S. A., Hutchby, J. H., 2003. Economic Analysis and Environmental Aspects of Photovoltaic Systems, John Wiley & Sons.

## **METHODOLOGY FOR IDENTIFYING MARKET NICHEs TO PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION IN MEDIUM AND LOW VOLTAGE**

**Abstract.** *The purpose of this work is to present a methodology for identifying market niches to a photovoltaic distributed generation system, connected to medium and low voltage grid. The methodology considers the load curve of the consumer profile and the available roof area to install a photovoltaic system. The niches are identified by an economic evaluation made with a discounted cash flow. Consumers with favorable economic evaluation criteria, such as NPV and IRR, for instance, represent segments that could receive investments. It is important to highlight that, for this work, it was considered the investor point of view, and this methodology being an auxiliary tool to help decision-making of investors interested in the photovoltaic distributed generation.*

**Key words:** *Photovoltaic Distributed Generation, Market Niches, Economic Analysis*