Potenciais Técnico e de Mercado de Energia Solar Fotovoltaica de Geração Distribuída no Setor Residencial Brasileiro

Alberto José Leandro Santos (PPE (COPPE/UFRJ)) - albertojlsantos@gmail.com

André F. P. Lucena (PPE/COPPE/UFRJ) - andrelucena@ppe.ufrj.br

Resumo:

Este trabalho teve como objetivo estimar os Potenciais Técnico e de Mercado de sistemas de geração distribuída fotovoltaica no setor residencial brasileiro. O Potencial Técnico é definido como a quantidade de energia elétrica máxima gerada caso toda a área aproveitável de telhados das residências brasileiras fosse coberta por sistemas fotovoltaicos. O Potencial de Mercado é aquele em que a quantidade de energia elétrica produzida é economicamente viável por sistemas fotovoltaicos dimensionados para atender apenas ao consumo mensal médio anual dos domicílios brasileiros, assumindo-se as condições atuais de financiamento. Uma análise de viabilidade financeira também foi elaborada a fim de verificar quais municípios brasileiros têm os maiores retornos do investimento, com base em dados médios ponderados por município de Taxa Interna de Retorno (TIR) e Custo Nivelado de Energia Elétrica (LCOE), já que estes valores oscilam de acordo com a faixa de consumo mensal, sendo necessário então um valor médio ponderado para cada um deles, com base no número de domicílios por faixa de consumo mensal em cada município. Estima-se que o Potencial Técnico brasileiro seja de aproximadamente 772 TWh por ano. Já o Potencial de Mercado encontrado é de aproximadamente 48 TWh por ano. A Análise de Viabilidade Financeira sugere que municípios localizados entre o norte do estado de Minas Gerais e o interior da Região Nordeste tenham os maiores retornos do investimento, com valores de LCOE médio ponderado inferiores a R$ 0,75/kWh nesta região. Valores médios ponderados de TIR superiores a 12% são encontrados também na mesma localidade.

Palavras-chave: *Energia Solar Fotovoltaica, Viabilidade econômica, Geração Distribuída*

Área temática: *Mercado, economia, política e aspectos sociais*

Subárea temática: *Impactos sociais, econômicos e ambientais de energias renováveis*

POTENCIAIS TÉCNICO E DE MERCADO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SETOR RESIDENCIAL BRASILEIRO

Alberto José Leandro Santos – albertojlsantos@gmail.com
André F. P. Lucena – andrelucena@ppe.ufrj.br
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Planejamento Energético (COPPE)

Resumo. *Este trabalho teve como objetivo estimar os Potenciais Técnico e de Mercado de sistemas de geração distribuída fotovoltaica no setor residencial brasileiro. O Potencial Técnico é definido como a quantidade de energia elétrica máxima gerada caso toda a área aproveitável de telhados das residências brasileiras fosse coberta por sistemas fotovoltaicos. O Potencial de Mercado é aquele em que a quantidade de energia elétrica produzida é economicamente viável por sistemas fotovoltaicos dimensionados para atender apenas ao consumo mensal médio anual dos domicílios brasileiros, assumindo-se as condições atuais de financiamento. Uma análise de viabilidade financeira também foi elaborada a fim de verificar quais municípios brasileiros têm os maiores retornos do investimento, com base em dados médios ponderados por município de Taxa Interna de Retorno (TIR) e Custo Nivelado de Energia Elétrica (LCOE), já que estes valores oscilam de acordo com a faixa de consumo mensal, sendo necessário então um valor médio ponderado para cada um deles, com base no número de domicílios por faixa de consumo mensal em cada município. Estima-se que o Potencial Técnico brasileiro seja de aproximadamente 772 TWh por ano. Já o Potencial de Mercado encontrado é de aproximadamente 48 TWh por ano. A Análise de Viabilidade Financeira sugere que municípios localizados entre o norte do estado de Minas Gerais e o interior da Região Nordeste tenham os maiores retornos do investimento, com valores de LCOE médio ponderado inferiores a R$ 0,75/kWh nesta região. Valores médios ponderados de TIR superiores a 12% são encontrados também na mesma localidade.*

Palavras-chave: *Energia Solar Fotovoltaica, Viabilidade econômica, Geração distribuída*

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica de geração distribuída tem expandido no Brasil nos últimos anos e a tendência é de maiores avanços nos próximos anos (ABSOLAR, 2019). Devido às quedas recentes dos custos de aquisição de sistemas fotovoltaicos, a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica de micro e minigeração no Brasil cresceu de 4 MW em 2014 para 285 MW em maio de 2018 (ABSOLAR, 2018).

A geração distribuída consiste na instalação de geradores de pequeno porte, movidos por fontes renováveis ou por combustíveis fósseis, situados próximos ou no mesmo local onde ocorre o consumo de energia elétrica(ANEEL, 2016). As vantagens da geração distribuída são diversas, como a postergação de investimentos em expansão das redes de transmissão e distribuição; maior estabilização do nível de tensão da rede no período de maior demanda de carga; diversificação da matriz energética; redução das perdas de transmissão; e diminuição de impactos ambientais (ANEEL, 2016). Entre os setores onde a geração distribuída ocorre, pode-se destacar o setor edificações, dentro do qual o setor de edificações tem um papel importante.

Devido à expansão da energia solar fotovoltaica no Brasil, este estudo tem como objetivo verificar qual o potencial máximo de geração desta fonte de energia no setor residencial brasileiro, assim como estimar qual a quantidade de energia elétrica a ser gerada de forma economicamente viável no país. Este estudo também busca identificar quais municípios possuem o maior retorno do investimento de sistemas fotovoltaicos, tendo como indicadores uma taxa interna de retorno (TIR) e o custo nivelado de eletricidade (LCOE), por meio de uma Análise de Viabilidade Financeira.

2. METODOLOGIA

Apresenta-se aqui a metodologia para calcular o Potencial Técnico e Potencial de Mercado para a energia solar fotovoltaica de geração distribuída no setor residencial brasileiro por município, além de elaborar uma análise de viabilidade financeira dos sistemas fotovoltaicos.

O **Potencial Técnico** consiste na geração máxima anual de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos caso estes ocupassem a totalidade da área disponível para instalar painéis fotovoltaicos nos telhados residenciais do Brasil. Neste estudo, decide-se que os sistemas fotovoltaicos serão implementados nos telhados de casas e apartamentos. Como

os valores estimados são referentes a cada metro quadrado, precisa-se calcular a área sobre a qual os painéis fotovoltaicos serão instalados em cada município.

A energia elétrica gerada por metro quadrado de módulos solares é estimada em cada ponto do território brasileiro, com base na irradiação solar global horizontal e fatores meteorológicos como temperatura ambiente e velocidade do vento, que influenciam a eficiência do painel, conforme estudo de Simioni (2017). A irradiação global horizontal é obtida para cada mês do ano, sendo baseada no trabalho de Pereira et al. (2006). Calculando uma nova eficiência ajustada por fatores climáticos para os módulos solares em cada ponto do território nacional, com base nos aspectos meteorológicos supracitados, pode-se estimar a energia elétrica efetivamente gerada por módulos solares por metro quadrado pelo produto entre esta nova eficiência e a irradiação solar.

Para se obter a área aproveitável de telhados, verifica-se primeiro o número de domicílios no ano de 2010, segmentados por tipo em cada município, com base no portal SIDRA, do IBGE, com base nos dados do Censo 2010 (IBGE, 2010). Em seguida, estima-se o número de domicílios por município mais recente, no ano de 2017, com base em EPE (2018). O ano de 2017 seria escolhido porque teria os dados mais recentes do Anuário Estatístico de Energia Elétrica do EPE (2018), que informaria o número de unidades consumidoras residenciais por estado. Como este trabalho do EPE (2018) não informaria o número de domicílios em escala municipal, considera-se que o crescimento do número de domicílios entre 2010 e 2017 seria igual por estado, com base na razão entre o número de unidades consumidoras residenciais por estado em 2017 (EPE, 2018) e em 2010 (IBGE, 2010). Sabendo-se o número de domicílios por município, resta estimar qual seria a área de telhados por domicílio em cada município. Estipula-se uma área construída média por domicílio por estado, com base em Procel (2019). Considera-se neste trabalho que a área construída por domicílio é igual à sua área de telhados. É necessário também implementar coeficientes de redução desta área devido a aspectos que não permitem que toda a área construída do telhado seja ocupada.

Por fim, aplicam-se coeficientes de redução da área de telhados, devido a fatores como orientação, ocupação e sombreamento, entre outros, que diminuem a área útil de telhados para a instalação de sistemas fotovoltaicos, com base em Ghisi et al. (2006). Com a área ajustada pelo coeficiente de redução, obtém-se a área aproveitável de telhados por município. O produto entre esta área e a energia elétrica gerada por metro quadrado de painel fotovoltaico culmina no potencial técnico de geração de energia elétrica por município por mês. Somando-se os valores de cada mês, obtém-se a energia elétrica gerada ao longo de um ano por painéis fotovoltaicos em cada município. Este valor representa o Potencial Técnico do trabalho.

O **Potencial de Mercado** consiste na geração máxima de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos cujas áreas são dimensionadas pelo consumo médio anual de cada domicílio, de forma economicamente viável. Sistemas fotovoltaicos são considerados viáveis economicamente caso tenham Valor Presente Líquido (VPL) superior a zero. Neste potencial, considera-se condições mais próximas da realidade do consumidor, como condições de financiamento para arcar com o sistema fotovoltaico, o sistema de compensação de energia elétrica através da regulação vigente de *net metering*[1] e o consequente dimensionamento da área do sistema fotovoltaico pelo consumo domiciliar anual, limitando assim a receita que seria gerada pelos sistemas.

Elabora-se também uma Análise Financeira de sistemas fotovoltaicos por município, através da valoração do retorno do investimento por meio de dois indicadores financeiros: Taxa Interna de Retorno (TIR) e Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE). Como os valores destes indicadores variam com a faixa de consumo mensal do proprietário, será calculado um valor médio ponderado para a TIR e o LCOE, levando em conta o número de domicílios em cada faixa de consumo mensal por município. A seguir, são detalhadas as equações utilizadas nos cálculos realizados neste estudo.

2.1 Equações para cálculo dos potenciais Técnico e de Mercado

A Eq. 1 calcula a energia elétrica gerada por metro quadrado considerando os efeitos da temperatura e da velocidade do vento sobre os painéis, com base em Skoplaki et al. (2008).

$$E(j) \;=\; \eta_{ref} \cdot \left\{ 1 - \beta_{ref} \left[\left(T_a + \omega \left(\frac{0{,}32}{8{,}91 + 2V_f} \right) G_T \right) - \; T_{ref} \right] \right\} \;.\; Ir(\mathrm{j}) \tag{1}$$

- T_a : temperatura ambiente (°C)
- ω : coeficiente de montagem
- V_f : velocidade do vento (m/s)
- G_T : irradiância global (W/m^2)
- η_{ref} : eficiência elétrica nominal
- β_{ref} : coeficiente de correção da eficiência em função da temperatura (°C^{-1})

[1] O *net metering*, também conhecido como Sistema de Compensação de Energia Elétrica, é um sistema pelo qual o gerador distribuído de eletricidade transmite energia para a rede e obtém créditos de consumo usados para a abater o total de energia elétrica consumida da rede (ANEEL, 2019).

- T_{ref} : temperatura de referência da tecnologia do painel, igual a 25 °C para Silício Policristalino
- $E(j)$: energia elétrica gerada no mês correspondente j, sendo que j varia entre 1 (janeiro) e 12 (dezembro), em Wh/m^2.dia
- $Ir(j)$: irradiação global média no mês correspondente j, em Wh/m^2.dia

Cada valor de E(j) é atribuído a um ponto geográfico. Fazendo-se uma média aritmética dos pontos pertencentes a cada município, obtém-se o valor médio de energia elétrica gerada por metro quadrado em cada município i, denotado neste trabalho por $\epsilon_i(j)$. O produto de $\epsilon_i(j)$ com a área aproveitável de telhados em cada cidade fornece o Potencial Técnico. A Eq. 2 define o cálculo da área aproveitável de telhados.

$$A_i = \left(f_{casa} \,.\, C_{casa} + f_{apartamento} \,.\, C_{apartamento}\right) . A_{c,i} \tag{2}$$

- f_{casa} = percentual de domicílios que são do tipo casa
- $f_{apartamento}$ = percentual de domicílios que são do tipo apartamento
- C_{casa} = coeficiente de redução total para casas
- $C_{apartamento}$ = coeficiente de redução total para apartamentos
- $A_{c,i}$: área construída de telhados por município i
- A_i: área aproveitável de telhados por município i

O Potencial Técnico pode ser calculado da seguinte forma, conforme exibido pela Eq. 3.

$$T\ (TWh) = \sum_{j=1}^{12} \sum_{i} \epsilon_i(j) \;.\; d(j) \,.\, A_i \;.\, 10^{-12} \tag{3}$$

- T (TWh) = Potencial Técnico, ou seja, quantidade de energia elétrica máxima gerada por sistemas fotovoltaicos de geração distribuída no setor residencial brasileiro, em TWh/ano
- $\epsilon_i(j)$ = energia elétrica média gerada pelo painel fotovoltaico usado por município i e por mês correspondente j, em Wh/m^2.dia
- A_i: área aproveitável de telhados por município i

O cálculo do Potencial de Mercado consiste em verificar a geração de energia elétrica no primeiro ano de forma economicamente viável analisando-se todas as faixas de consumo anual de energia elétrica, de forma que os sistemas fotovoltaicos sejam dimensionados para suprir dado consumo anual, sob condições mais próximas da realidade do consumidor, com o emprego de financiamentos, por exemplo. Sistemas fotovoltaicos economicamente viáveis precisam ter VPL superior a zero. Assim, a equação para cálculo do VPL é exibida pela Eq. 4.

$$VPL_i = -(1-f) \,.\, I_{0,i} - \sum_{t=1}^{a} \frac{P_i^t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^{300} \frac{C_i^{O\&M}}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{300} \frac{R_{t,i}}{(1+r)^t} \tag{4}$$

- $I_{0,i}$: investimento inicial, custo de aquisição do sistema fotovoltaico, no mês 0 do município i
- t : número de meses de vida útil do sistema fotovoltaico, variando entre 1 e 300
- $C_i^{O\&M}$: custo mensal de manutenção do município i
- $R_{t,i}$: receita ganha pelo sistema fotovoltaico no mês t no município i
- r : taxa de desconto mensal
- P_i^t : pagamento mensal, ou seja, o valor das parcelas mensais a serem pagas por mês t em cada município i
- f : fração do investimento inicial que é financiada
- ϕ : taxa de juros mensal cobrada pela linha de crédito
- a : prazo do financiamento em meses

As receitas adquiridas pelos sistemas fotovoltaicos representam o valor abatido da conta de luz por mês, a quantia mensal que o consumidor deixa de pagar à distribuidora de energia elétrica. De acordo com o sistema de compensação

de energia elétrica, denominado *net metering*, qualquer excedente de energia elétrica produzido por um sistema fotovoltaico pode ser utilizado como crédito de energia a ser abatido da conta de luz em um prazo máximo de 60 meses, conforme expresso pela Resolução 482 da ANEEL (ANEEL, 2012). A receita varia de acordo com a cidade, porque depende diretamente do valor da tarifa de energia elétrica cobrada em R$/kWh, que oscila de acordo com a distribuidora de energia elétrica local.

O investimento inicial é composto pelos custos com aquisição dos módulos solares e de microinversores, além do custo de instalação do sistema. Considera-se que estes custos são diretamente proporcionais à potência instalada de painéis, que são dependentes da área empregada destes. Assume-se que os módulos solares utilizados seriam do modelo Canadian Solar CS6U-330P e que custariam R$ 411 por metro quadrado. Assume-se que um microinversor com capacidade de 0,5 kW custe R$ 2.000 (Casa do Micro Inversor, 2019). Sabendo-se que o módulo solar do modelo escolhido tem 330 Wp e que sua área seja de 1,944 m^2, pode-se estimar o custo com microinversores sabendo-se a área de módulos solares utilizada (Canadian Solar, 2019). O custo com instalação em R$/kWp instalados oscilaria de acordo com a capacidade instalada, que varia significativamente com a faixa de consumo mensal. Com base em pesquisa de custos de instalação por capacidade instalada, fez-se uma regressão exponencial de forma a obter o custo com instalação para dada capacidade instalada, baseando-se em Portal Solar (2019). Considera-se que o custo anual de manutenção é equivalente a 1% do investimento inicial.

Assume-se que a fração do financiamento seja de 80%, sendo que os demais 20% são arcados no mês 0 pelo consumidor. Considera-se que a taxa de empréstimo empregada é de 24,6% ao ano, baseada na linha de crédito Construcard, da Caixa Econômica Federal (Caixa Econômica Federal, 2019). A taxa de desconto usada foi calculada com base em uma média das taxas de juros encontradas no mercado entre os anos de 2009 e 2019, como CDB Prefixado, CDB Posfixado, CDB Flutuante DI, CDI, Taxa Selic e Poupança, sendo igual a aproximadamente 8,48% ao ano.

Para municípios nos quais o VPL é superior a zero em seus domicílios contendo sistemas fotovoltaicos, para cada faixa de consumo, contabiliza-se a energia elétrica gerada através da Eq. 5.

$$M\ (TWh) = \sum_{j\,=\,1}^{12} \sum_{i_{VPL\,>\,0,FC}} \sum_{FC} N_{2017,i,FC}\ .\epsilon_i(j)\ .d(j)\ .\bar{A}_{i,FC}.10^{-12} \tag{5}$$

- $M\ (TWh)$: Potencial de Mercado anual, em TWh
- FC : faixa de consumo mensal, que pode ser 31-100 kWh, 101-200 kWh, 201-300 kWh, 301-400 kWh, 401-500 kWh, 501-1000 kWh e > 1000 kWh
- $i_{VPL\,>\,0,FC}$: municípios nos quais sistemas fotovoltaicos são economicamente viáveis, por faixa de consumo mensal FC
- $N_{2017,i,FC}$: número de domicílios particulares permanentes no ano de 2017 por município i, por faixa de consumo mensal FC
- $d(j)$: número de dias por mês correspondente j, sendo que j pode variar entre 1 = janeiro e 12 = dezembro
- $\epsilon_i(j)$: energia elétrica gerada pelo painel fotovoltaico usado por município i e por mês correspondente j, em Wh/m^2.dia

3. RESULTADOS

Os resultados encontrados para os Potenciais Técnico e de Mercado serão apresentados de forma gráfica (mapas) ou em tabelas. Os resultados da Análise Financeira serão expressos graficamente.

O Potencial Técnico pode ser ilustrado graficamente pela Fig. 1.

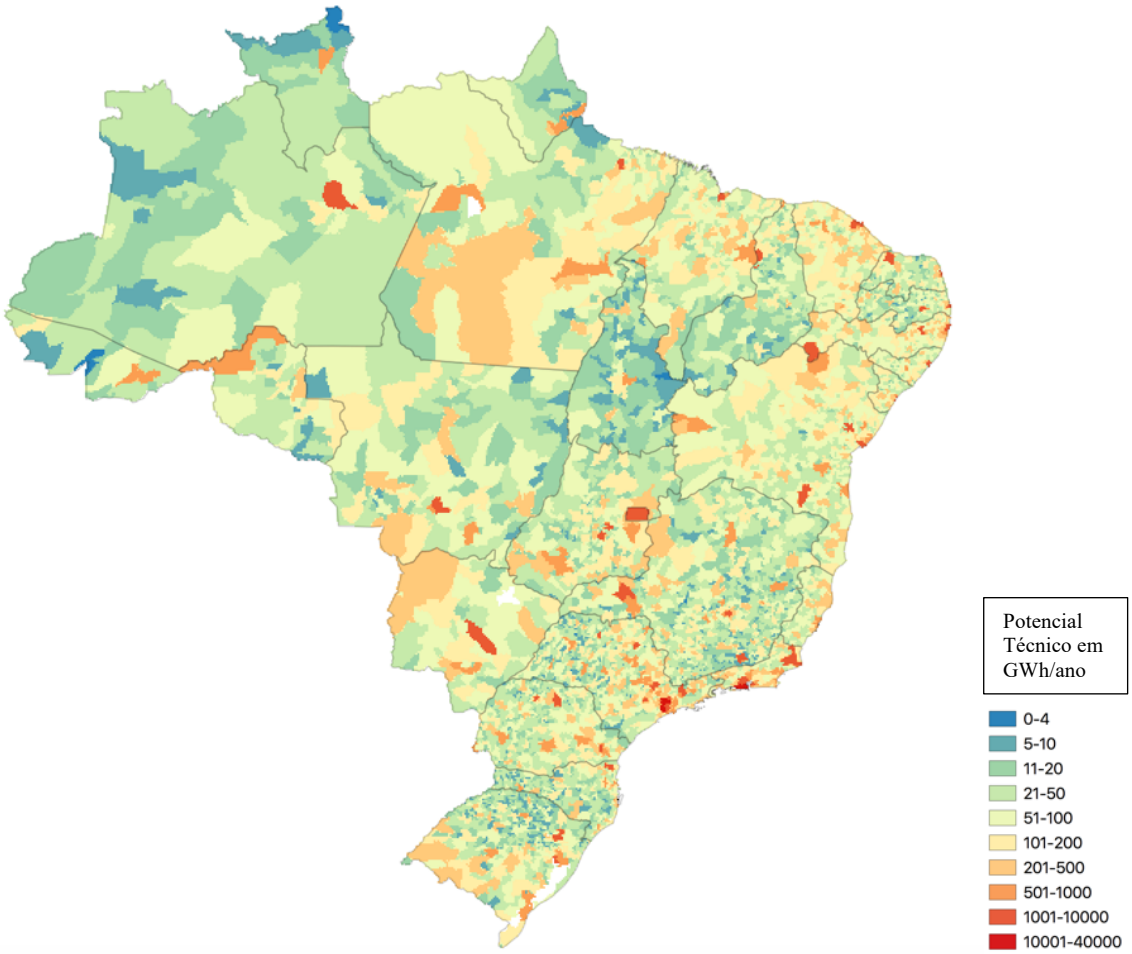

Figura 1 - Potencial Técnico do setor residencial brasileiro por município. Fonte: Elaboração própria

Pode-se afirmar que o Potencial Técnico é fortemente influenciado pela área aproveitável de telhados. Os municípios mais populosos, como São Paulo, Rio de Janeiro, Brasília e, de forma geral, as capitais de todos os estados, possuem os maiores valores de geração de energia elétrica anual, mesmo localizados em áreas com menor irradiação solar global, como Curitiba.

São Paulo é a cidade que tem o maior potencial técnico da região e do Brasil, com geração de 44 TWh por ano. A cidade do Rio de Janeiro fica em segundo lugar, com um potencial de 18 TWh por ano. No total, o Brasil possui um Potencial Técnico de energia solar de geração distribuída no setor residencial de 772 TWh ao ano. Só no estado de São Paulo, o potencial é superior a 195 TWh/ano.

O Potencial de Mercado encontrado foi de aproximadamente 48 TWh por ano, cerca de 9% do Potencial Técnico. A capacidade instalada total no Brasil seria de aproximadamente 29 GWp. São Paulo é o estado que possui o maior Potencial de Mercado, podendo gerar 10 TWh de energia elétrica no primeiro ano e contando com uma capacidade instalada de 6,4 GWp. O fator determinante para este resultado é o maior número de domicílios presentes no estado de São Paulo. O Potencial de Mercado é expresso graficamente pela Fig. 2.

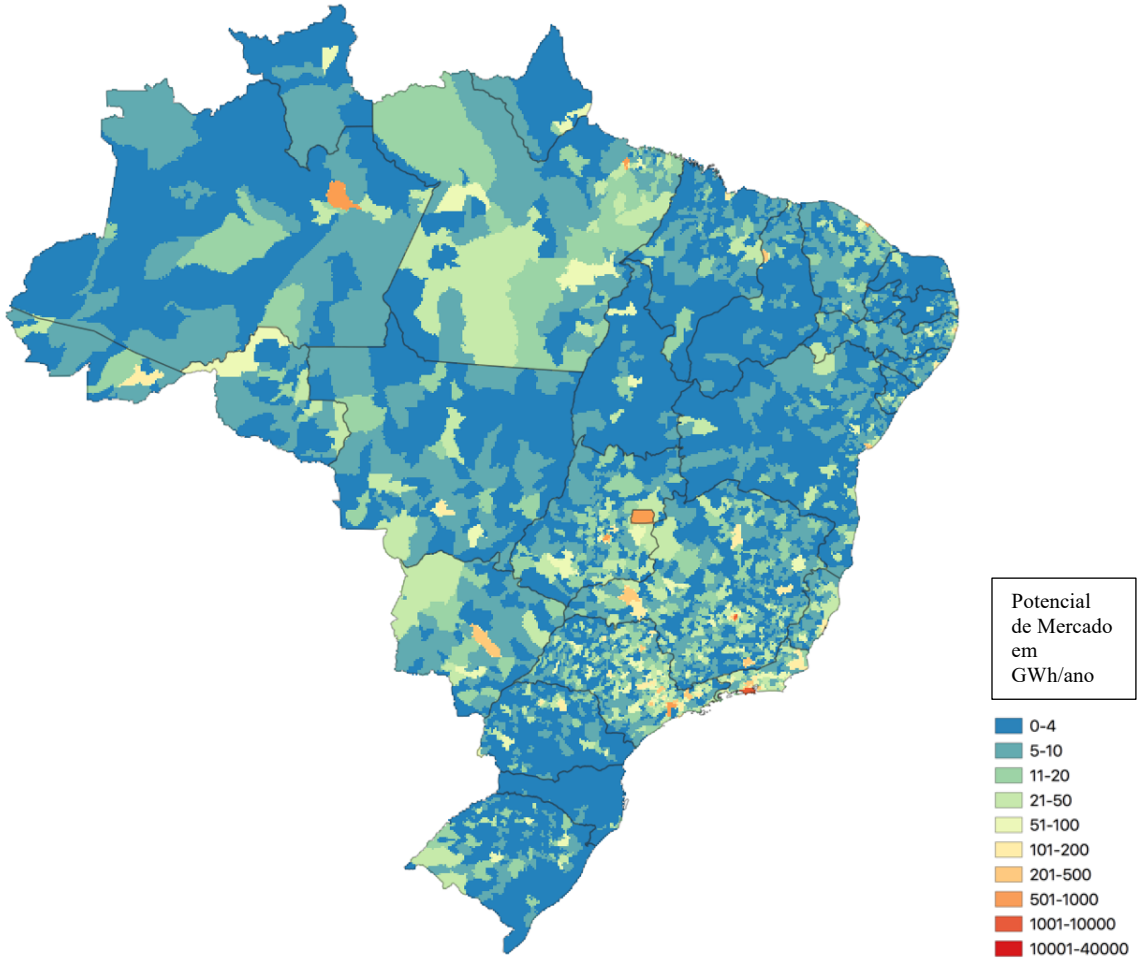

Figura 2 - Potencial de Mercado do setor residencial brasileiro por município. Fonte: Elaboração própria

Mantidas as mesmas escalas de cor dos resultados encontrados no mapa de Potencial Técnico, percebe-se que o Potencial de Mercado é muito inferior a este. Os maiores valores de Potencial de Mercado municipais anuais encontrados seriam no Rio de Janeiro (2.513 GWh), Belo Horizonte (1.026 GWh) e Brasília (833 GWh), todas cidades que são capitais estaduais ou distritais, populosas e com elevado número de domicílios. Os potenciais Técnico e de Mercado foram calculados para cada estado, conforme exibido pela Tab. 1.

Tabela 1 - Potencial Técnico e Potencial de Mercado em TWh/ano e em GWp por estado.

	Potencial Técnico		Potencial de Mercado	
Estado	TWh por ano	GWp	TWh por ano	GWp
Rondônia	6,08	4,01	0,37	0,24
Acre	1,81	1,19	0,24	0,16
Amazonas	6,44	4,43	0,96	0,66
Roraima	1,55	0,50	0,13	0,08
Pará	17,75	11,24	2,28	1,45
Amapá	0,80	0,99	0,10	0,07
Tocantins	4,96	2,93	0,48	0,29
Maranhão	18,08	10,67	0,99	0,59
Piauí	10,16	5,51	0,71	0,38
Ceará	30,66	16,17	1,63	0,86
Rio Grande do Norte	14,00	7,37	0,36	0,19

Paraíba	17,84	9,48	0,75	0,40
Pernambuco	37,92	20,91	1,41	0,78
Alagoas	12,62	7,09	0,58	0,33
Sergipe	7,97	4,49	0,37	0,21
Bahia	62,14	35,74	2,26	1,30
Minas Gerais	88,28	52,31	8,01	4,76
Espírito Santo	13,78	8,52	1,12	0,69
Rio de Janeiro	53,55	34,43	6,16	3,96
São Paulo	195,55	124,66	10,34	6,45
Paraná	45,16	28,83	1,72	1,06
Santa Catarina	23,09	16,10	0,16	0,10
Rio Grande do Sul	29,96	19,50	1,64	1,06
Mato Grosso do Sul	14,98	8,88	0,78	0,46
Mato Grosso	12,48	7,68	0,94	0,58
Goiás	34,85	19,96	2,71	1,55
Distrito Federal	10,19	5,73	0,83	0,47
Total	772,64	469,32	48,03	29,11

Por fim, fez-se uma Análise de Viabilidade Financeira no Potencial de Mercado, tendo como objetivo calcular a TIR e o LCOE médios ponderados para cada município, de forma a verificar quais são as cidades que possuem o maior retorno do investimento. Os resultados são mostrados graficamente pelas Fig. 3 e 4.

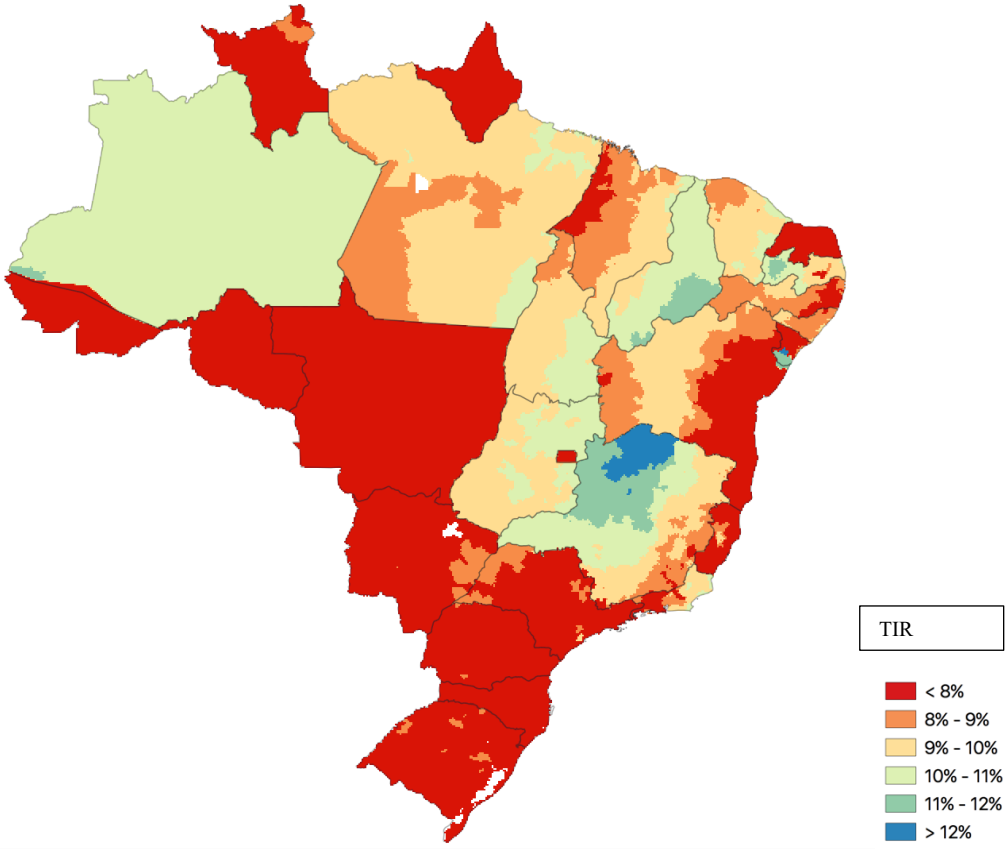

Figura 3 - Taxa Interna de Retorno média ponderada por município no Potencial de Mercado

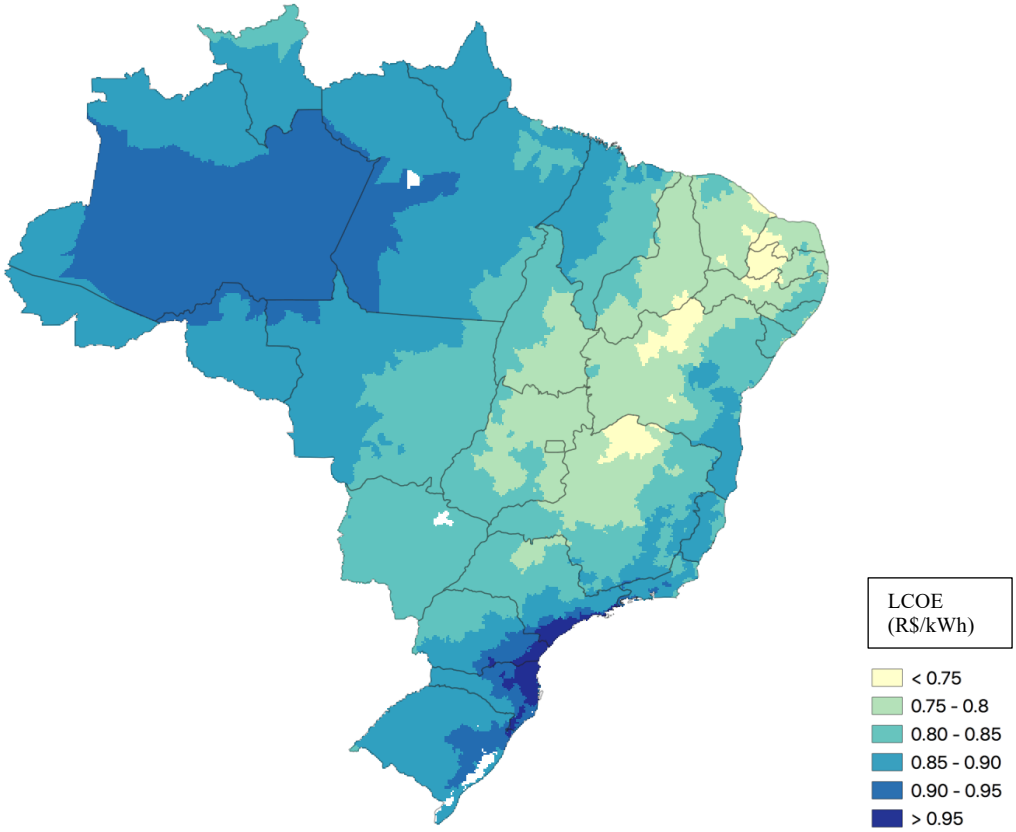

Figura 4 - Custo Nivelado de Energia Elétrica médio ponderado no Potencial de Mercado

Os menores valores médios de LCOE estão localizados no interior da Região Nordeste e norte de Minas Gerais devido à elevada irradiação solar ao longo do ano, com valores inferiores a R$ 0,75/kWh. Os maiores valores médios de LCOE estariam localizados na faixa litorânea entre os estados de Santa Catarina e São Paulo, próximos à Serra do Mar, com valores superiores a R$ 0,95/kWh. Verifica-se também que os maiores valores de TIR estão localizados no norte do estado de Minas Gerais, devido à maior disponibilidade de recurso solar e a valores mais elevados da tarifa de energia elétrica cobrada. O município de São João das Missões, em Minas Gerais, teria uma TIR média de 12,71%. Manga, localizado no mesmo estado, teria uma TIR de 12,70% para seus sistemas fotovoltaicos.

4. CONCLUSÕES

Observa-se pelos resultados que o Potencial de Mercado é muito inferior ao Potencial Técnico. Isto significa que o arcabouço regulatório brasileiro, composto basicamente pelas resoluções 482 e 687 da ANEEL, impõe fortes restrições à expansão da geração distribuída porque limita a compensação de energia elétrica no abatimento da conta de luz pelo consumo, impedindo assim o consumidor de ter sistemas fotovoltaicos capazes de fornecer um excedente de eletricidade do qual o consumidor não pode ter retornos financeiros. Isso limita a injeção de elevadas quantidades de energia elétrica oriunda de geração distribuída na rede.

Além disso, a disparidade entre os resultados dos Potenciais de Mercado e Técnico pode ser explicada pelas condições de financiamento aplicadas. As elevadas taxas de empréstimo existentes no mercado impõem fortes dificuldades ao potencial de geração distribuída no setor residencial. Isso abre espaço para políticas de crédito que possam estimular a adoção de geração distribuída fotovoltaica.

Futuros estudos poderiam propor estratégias para mudar o arcabouço regulatório e aproximar o Potencial de Mercado do Potencial Técnico, como por exemplo com a implementação de tarifas de remuneração ao consumidor pela injeção de energia elétrica de geração distribuída na rede, ou tarifas *feed-in*. Desta forma, consumidores tornar-se-iam produtores de energia elétrica, recebendo uma remuneração financeira por cada kWh injetado na rede e, assim, poderiam produzir a quantidade de energia elétrica que desejassem.

Para o caso das condições de financiamento, a redução das taxas de empréstimo traria um forte incentivo à expansão da geração distribuída. A redução das taxas de desconto seria outra medida que aumentaria a viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. (2018). Geração Distribuída Solar Fotovoltaica: Benefícios Liquidos. Absolar. Retrieved from http://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/4+-+ABSOLAR+GD+Solar+Fotovoltaica.pdf/f0d41ea4-4bba-8cf8-fb02-b864dc83c293

ABSOLAR. (2019). R$ 60 bilhões serão investidos até 2027 no sistema de geração distribuída | Artigos da Absolar | ABSOLAR. Retrieved 21 November 2019, from http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/r-60-bilhoes-serao-investidos-ate-2027-no-sistema-de-geracao-distribuida.html

ANEEL. (2012). Resolução Normativa Número 482 (Vol. 66).

ANEEL. (2016). "Micro e Minigeração Distribuídas." Cadernos Temáticos ANEEL: 34. http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2019). Regulação da Distribuição. Disponível em http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao. Acesso em novembro de 2019.

Caixa Econômica Federal (2019). Cartões ConstruCard - Cartões para Casa | Caixa. [online] Available at: http://www.caixa.gov.br/voce/cartoes/casa/construcard/Paginas/default.aspx [Accessed 16 Aug. 2019].

Canadian Solar (2019). [online] Available at: https://www.canadiansolar.com/upload/9af6c207e648ca8f/eed96ea807d66b18.pdf [Accessed 20 Aug. 2019].

Casa do Micro Inversor. (2019). Micro Inversores de Energia Solar | Mitos, Verdades e Alertas. [online] Available at: https://microinversor.com.br/micro-inversores-de-energia-solar-mitos-verdades-e-alertas/?v=19d3326f3137 [Accessed 4 Sep. 2019].

EPE. (2018). Anuário Estatístico de Energia Elétrica. [online] Available at: http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica [Accessed 16 Aug. 2019].

Ghisi, E., Montibeller, A., & Schmidt, R. (2006). Potential for potable water savings by using rainwater: An analysis over 62 cities in southern Brazil. Building And Environment, 41(2), 204-210. doi: 10.1016/j.buildenv.2005.01.014

IBGE (2010). Tabela 3325: Domicílios particulares permanentes, total e com rendimento domiciliar, e valor do rendimento nominal médio e mediano mensal dos domicílios particulares permanentes, total e com rendimento domiciliar, segundo a situação do domicílio,o tipo de domicílio e a existência de energia elétrica. (SIDRA) [online] Available at: https://sidra.ibge.gov.br/tabela/3325 [Accessed 16 Aug. 2019].

Pereira, E., Martins, F., Abreu, S., & Rüther, R. (2006). Atlas Brasileiro de energia solar. São José dos Campos [Brazil]: INPE.

Portal Solar (2019). Quanto Custa para Instalar Energia Solar - Portal Solar - Tudo sobre Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html [Accessed 20 Aug. 2019].

PROCEL/PUC (2006). Pesquisas de Posse e Hábitos de Consumo de Energia (PPHs).

Simioni, T. (2017). O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil. Retrieved 29 October 2019, from http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/T%C3%A1ssio_Simioni.pdf

Skoplaki, E., Boudouvis, A., & Palyvos, J. (2008). A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. Solar Energy Materials And Solar Cells, 92(11), 1393-1402. doi: 10.1016/j.solmat.2008.05.016

TECHNICAL AND MARKET POTENTIALS OF SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY OF DISTRIBUTED GENERATION IN THE BRAZILIAN RESIDENTIAL SECTOR

Abstract. *The purpose of this paper is to estimate the maximum output of electricity generated by photovoltaic solar energy in case of the entire national available residential roof area being covered by photovoltaic cells (Technical Potential) and the amount of electricity provided by photovoltaic systems on an economical viable manner that are dimensioned only to supply the annual average residential consumption, under financing conditions (Market Potential). A Financial Viability Analysis was also conducted in order to verify which cities have the highest returns of investments on photovoltaic solar power, by using the weighted average values of Internal Rate of Return (IRR) and Levelized Cost of Electricity (LCOE), as these values change according to the monthly electricity consumption range of each residence. Thus, it is necessary to calculate a weighted average value of LCOE and IRR for each city, based on the number of residences per monthly electricity consumption range. The research found that the Technical Potential would be close to 772 TWh per year. The Market Potential would be approximately 48 TWh per year. The Financial Viability Analysis*

suggests that the cities located among the northern region of the state of Minas Gerais and the interior region of Northeastern Region have the highest returns of investments, with average LCOE values under R$ 0,75/kWh and average TIR values above 12% being possible.

***Key words**: Photovoltaic Solar Energy, Economic Viability, Distributed Generation*