

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS EM DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL

Leandra Altoé (UFES). E-mail: leandra.altoe@ufes.br
Luísa Garcia Elias Ribeiro (UFES). E-mail: luisagarciaer@gmail.com

Resumo: O Brasil recebe altos níveis de radiação solar em seu território, porém, o aproveitamento da energia solar no país é incipiente quando comparado à China, Estados Unidos e vários países europeus. Neste contexto, objetivou-se com este trabalho analisar a viabilidade econômica de sistemas solares fotovoltaicos em diferentes regiões brasileiras. Para isto, foram avaliados indicadores econômicos de sistemas fotovoltaicos para atender ao consumo de energia elétrica de uma residência típica brasileira, considerando condições de irradiação solar e tarifas de energia elétrica das 26 capitais. Entre os resultados encontrados, obteve-se um valor presente líquido médio de R\$ 94.070,21 com coeficiente de variação de 10,1% e um tempo de retorno de capital médio de 5,8 anos com coeficiente de variação de 12,7% para os casos estudados. Rio de Janeiro/RJ foi a capital que apresentou melhores indicadores econômicos, enquanto São Paulo/SP, foi a capital que apresentou os piores indicadores, porém, ainda viável. Verificou-se que o preço da tarifa de energia elétrica teve maior impacto que a irradiação solar no cálculo dos indicadores econômicos do sistema fotovoltaico para as cidades analisadas. Por fim, ressalta-se que é importante a adoção de políticas públicas de incentivo à energia solar mais progressistas, como feito por diversos países, para promover a difusão desta tecnologia no Brasil.

Palavras-chave: Fontes renováveis, energia solar fotovoltaica, simulação computacional, indicadores econômicos.

ECONOMIC FEASIBILITY STUDY OF RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN DIFFERENT REGIONS OF BRAZIL

Abstract: Brazil receives high levels of solar radiation in its territory, however, the use of solar energy in the country is incipient when compared to China, United States, and several European countries. In this context, the objective of this work was to analyze the economic viability of solar photovoltaic systems in different Brazilian regions. For this, economic indicators of photovoltaic systems were evaluated to meet the electricity consumption of a typical Brazilian residence, considering solar irradiation conditions and electricity tariff in the 26 capitals. Among the results obtained, there was obtained an average net present value of R\$ 94,070.21 with a variation coefficient of 10.1% and an average capital return time of 5.8 years with a variation coefficient of 12.7% for the cases studied. Rio de Janeiro/RJ was the capital that presented the best economic indicators, while São Paulo/SP, it was the capital that presented the worst indicators, however, still viable. It was found that the price of the electricity tariff had greater impact than solar radiation in the calculation of the economic indicators of the photovoltaic system for the cities analyzed. Finally, it is emphasized that it is important to adopt more progressive public policies to encourage solar energy, as done by several countries, to promote the diffusion of this technology in Brazil.

Keywords: Renewable sources, photovoltaic solar energy, computer simulation, economic indicators.

1. Introdução

O Brasil tem se destacado no cenário internacional pelo uso de energia hidráulica, sendo esta fonte responsável por 66,6% da energia elétrica consumida no país, seguida por gás natural (8,6%), biomassa (8,5%), eólica (7,6%), carvão e derivados (3,2%), nuclear (2,5%), derivados de petróleo (2,4%) e solar (0,5%) (EPE, 2019a). Apesar de ser considerada uma fonte renovável, usinas hidrelétricas demandam o armazenamento de um grande volume de água para seu funcionamento, gerando mudanças ambientais e sociais em seus entornos (LAMBERTS; DUTRA; PEREIRA, 2014).

Segundo o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, em 2014, o fator de emissão brasileiro aumentou substancialmente em função da escassez hídrica e, conseqüente, necessidade de maior utilização de usinas termelétricas, atingindo o valor máximo de 135,5 quilos de dióxido de carbono por cada megawatt-hora gerado (MCTIC, 2016). Além disso, a maior utilização das usinas termelétricas provocou uma elevação nas tarifas de energia elétrica, uma vez que o custo de geração destas usinas é maior que aquele por usinas hidrelétricas (GALVÃO; BERMAN, 2015). Assim, é importante a diversificação da matriz elétrica brasileira e uma das possíveis soluções envolve a geração descentralizada de energia por fontes renováveis, incluindo a energia solar.

O Brasil recebe níveis de irradiação solar superiores aos observados na maioria dos países europeus e com baixa variabilidade sazonal, devido a maior parte do território se encontrar na zona intertropical (MARTINS; PEREIRA, 2011). Apesar disso, o número de projetos destinados ao uso de energia solar no Brasil é muito pequeno quando comparado aos existentes em países como Alemanha, Espanha e Portugal (MARTINS; PEREIRA; ABREU, 2007). Segundo dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE, 2017), no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais energia fotovoltaica do que no local mais ensolarado da Alemanha.

O uso de energia solar fotovoltaica cresceu nos últimos anos no Brasil, devido principalmente à criação de instrumentos legais de incentivo à tecnologia. Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Isso se deu por meio da definição do sistema de compensação, conhecido internacionalmente como *net metering*, pelo qual a energia ativa injetada na rede por uma unidade consumidora é cedida à distribuidora e posteriormente compensada com o consumo de energia por meio de créditos que podem ser utilizados por um período pré-estabelecido de tempo.

Até dezembro de 2018, o setor de energia solar no Brasil possuía 48.613 sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração conectados à rede que, junto às usinas fotovoltaicas de grande porte, somavam 1,84 GW de capacidade instalada. As previsões apontam que, em 2024, o Brasil terá aproximadamente 887.000 sistemas de energia solar conectados à rede em todo território brasileiro (BLUESOL, 2018).

Neste contexto, objetivou-se com este trabalho analisar a viabilidade econômica de sistemas solares fotovoltaicos em diferentes regiões do Brasil. Para isto, foram estudados indicadores econômicos para um sistema fotovoltaico dimensionado para fins residenciais, considerando condições de irradiação solar e preço de tarifas de energia elétrica das 26 capitais brasileiras.

2. Material e Métodos

Para o dimensionamento e análise de viabilidade econômica do sistema solar fotovoltaico foi utilizado o simulador Neosolar. Esta ferramenta permite realizar o dimensionamento do sistema levando-se em consideração a irradiação solar incidente no plano inclinado, instalação de painéis fotovoltaicos voltados para o Norte com inclinação igual a latitude local, demanda de energia elétrica, preço da tarifa de energia elétrica da concessionária local, entre outras especificações (NEOSOLAR, 2020). Os dados de irradiação solar e de tarifa de energia elétrica, referente a abril de 2020, considerados no estudo são apresentados nas Tabelas 1 a 5.

Tabela 1 - Irradiação solar incidente e tarifa de energia elétrica para a região Norte

Capital/Estado	Irradiação solar diária média no plano inclinado (kWh/m ² .dia)	Tarifa de energia elétrica com impostos (R\$/kWh)
Rio Branco/Acre	4,605	0,74
Manaus/Amazonas	4,327	0,87
Porto Velho/Rondônia	4,521	0,64
Boa Vista/Roraima	4,898	0,60
Belém/Pará	4,865	0,87
Macapá/Amapá	4,944	0,66
Palmas/Tocantins	5,294	0,80

Fonte: Neosolar (2020) e INPE (2017)

Tabela 2 - Irradiação solar incidente e tarifa de energia elétrica para a região Nordeste

Capital/Estado	Irradiação solar diária média no plano inclinado (kWh/m ² .dia)	Tarifa de energia elétrica com impostos (R\$/kWh)
São Luís/Maranhão	5,208	0,84
Teresina/Piauí	5,582	0,80
Fortaleza/Ceará	5,775	0,73
Natal/Rio Grande Norte	5,676	0,72
João Pessoa/Paraíba	5,531	0,73
Maceió/Alagoas	5,530	0,75
Recife/Pernambuco	5,448	0,75
Aracaju/Sergipe	5,509	0,76
Salvador/Bahia	5,396	0,78

Fonte: Neosolar (2020) e INPE (2017)

Tabela 3 - Irradiação solar incidente e tarifa de energia elétrica para a região Centro-oeste

Capital/Estado	Irradiação solar diária média no plano inclinado (kWh/m ² .dia)	Tarifa de energia elétrica com impostos (R\$/kWh)
Cuiabá/Mato Grosso	5,243	0,85
Campo Grande/Mato Grosso Sul	5,235	0,80
Goiânia/Goiás	5,436	0,75

Fonte: Neosolar (2020) e INPE (2017)

Tabela 4 - Irradiação solar incidente e tarifa energia elétrica para a região Sudeste

Capital/Estado	Irradiação solar diária média no plano inclinado (kWh/m ² .dia)	Tarifa de energia elétrica com impostos (R\$/kWh)
Belo Horizonte/Minas Gerais	5,350	0,77
Vitória/Espírito Santo	5,132	0,70
Rio de Janeiro/Rio de Janeiro	4,934	0,89
São Paulo/São Paulo	4,671	0,61

Fonte: Neosolar (2020) e INPE (2017)

Tabela 5 - Irradiação solar incidente e tarifa de energia elétrica para a região Sul

Capital/Estado	Irradiação solar diária média no plano inclinado (kWh/m ² .dia)	Tarifa de energia elétrica com impostos (R\$/kWh)
Curitiba/Paraná	4,410	0,68
Florianópolis/Santa Catarina	4,486	0,67
Porto Alegre/Rio Grande do Sul	4,674	0,74

Fonte: Neosolar (2020) e INPE (2017)

O sistema solar fotovoltaico foi dimensionado considerando-se o consumo de energia elétrica de uma residência típica brasileira, ou seja, o consumo médio nacional de energia elétrica de domicílios em 2018, o qual correspondeu à 164 kWh/mês, segundo informações do Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EPE, 2019b). Portanto, levou-se em conta dados de irradiação solar e tarifa de energia elétrica de cada capital e o consumo médio nacional, com a finalidade de estudar os impactos da variação da irradiação solar e das tarifas de energia elétrica sobre a viabilidade dos sistemas solares fotovoltaicos em diferentes regiões do Brasil.

A análise de viabilidade econômica dos sistemas solares foi realizada considerando-se os indicadores Valor Presente Líquido (VPL) e Tempo de Retorno de Capital (TRC). O VPL refere-se ao fluxo de caixa final no horizonte de planejamento, subtraída a taxa de desconto, em moeda com valor atual. O TRC, por sua vez, diz respeito ao número de anos necessários para que o fluxo de caixa líquido se iguale ao investimento inicial. Estes indicadores também foram calculados com auxílio da ferramenta Neosolar, a qual faz os cálculos com base nos dados de dimensionamento, consumo de energia elétrica, tarifa de energia elétrica, taxa de inflação nos últimos 15 anos e vida útil do sistema fotovoltaico de 30 anos, entre outros parâmetros (NEOSOLAR, 2020).

3. Resultados e Discussão

A potência de pico e o investimento inicial dos sistemas solares fotovoltaicos para atender a residência típica brasileira, sob condições de irradiação solar e tarifas de energia elétrica das 26 capitais do país, são apresentados nas Tabelas 6 a 10.

Tabela 6 - Potência de pico e investimento inicial de um sistema solar fotovoltaica para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Norte

Capital/Estado	Potência de pico (kW _p)	Investimento inicial (R\$)
Rio Branco/Acre	1,00	8.560,28
Manaus/Amazonas	0,98	8.386,12
Porto Velho/Rondônia	1,01	8.691,52
Boa Vista/Roraima	1,03	8.883,48
Belém/Pará	1,02	8.744,04
Macapá/Amapá	1,04	8.924,75
Palmas/Tocantins	0,90	8.560,28
Média	1,00	8.678,64

Tabela 7 – Potência de pico e investimento inicial de um sistema solar fotovoltaica para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Nordeste

Capital/Estado	Potência de pico (kW _p)	Investimento inicial (R\$)
São Luís/Maranhão	1,01	7.704,35
Teresina/Piauí	0,94	8.670,25
Fortaleza/Ceará	0,94	8.107,49
Natal/Rio Grande Norte	0,96	8.119,09
João Pessoa/Paraíba	0,99	8.263,25
Maceió/Alagoas	0,99	8.539,83
Recife/Pernambuco	0,97	8.529,45
Aracaju/Sergipe	0,98	8.316,72
Salvador/Bahia	0,99	8.396,67
Média	0,97	8.294,12

Tabela 8 – Potência de pico e investimento inicial de um sistema solar fotovoltaica para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Centro-oeste

Capital/Estado	Potência de pico (kW _p)	Investimento inicial (R\$)
Cuiabá/Mato Grosso	0,92	7.907,17
Campo Grande/Mato Grosso Sul	0,93	8.021,16
Goiânia/Goiás	0,91	7.810,46
Média	0,92	7.912,93

Tabela 9 – Potência de pico e investimento inicial de um sistema solar fotovoltaica para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Sudeste

Capital/Estado	Potência de pico (kW _p)	Investimento inicial (R\$)
Belo Horizonte/Minas Gerais	0,94	8.056,50
Vitória/Espírito Santo	0,96	8.232,22
Rio de Janeiro/Rio de Janeiro	0,98	8.420,79
São Paulo/São Paulo	1,06	9.219,62
Média	0,99	8.482,28

Tabela 10 – Potência de pico e investimento inicial de um sistema solar fotovoltaica para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Sul

Capital/Estado	Potência de pico (kW _p)	Investimento inicial (R\$)
Curitiba/Paraná	1,06	9.098,51
Florianópolis/Santa Catarina	1,05	9.002,51
Porto Alegre/Rio Grande do Sul	0,98	8.405,28
Média	1,03	8.835,43

A região Centro-oeste, em média, demandou a menor potência do sistema solar fotovoltaico para atender o consumo de energia elétrica da residência típica brasileira, seguida pelas regiões Nordeste, Sudeste, Norte e Sul. Apesar da região Norte está mais próximo da linha do Equador que as regiões Centro-oeste e Sudeste, essa região apresenta alta umidade relativa do ar, a qual interfere diretamente na irradiação solar que incide na superfície terrestre.

Verificou-se que Curitiba/PR e São Paulo/SP foram as capitais que demandaram maior potência do sistema solar fotovoltaico para atender a residência típica brasileira, enquanto Palmas/TO e Goiânia/GO foram as capitais que demandaram a menor potência. Estes valores são consequência direta da irradiação solar incidente em cada local, onde, quanto maior a irradiação solar, menor a potência do sistema fotovoltaico, para uma mesma demanda energética. Ressalta-se que a diferença de potência de pico encontrada entre as capitais

brasileiras foi relativamente pequena, apresentando uma média nacional de 0,98 kW_p e coeficiente de variação de 4,5%.

As capitais São Paulo/SP e Curitiba/PR apresentaram os maiores valores de investimento inicial do sistema solar fotovoltaico para atender a residência típica brasileira, enquanto as capitais Palmas/TO e Goiânia/GO apresentaram os menores valores, em decorrência das potências de projeto apresentadas anteriormente. A pequena variação da potência de pico para as cidades estudadas implicou em uma baixa diferença no investimento inicial do sistema solar fotovoltaico, encontrando-se uma média nacional de R\$ 8.468,51 e coeficiente de variação de 4,8%.

Nas Figuras 1 a 5, são apresentados o Valor Presente Líquido e o Tempo de Retorno de Capital do sistema solar fotovoltaico para atender a residência típica brasileira, sob condições de irradiação solar e tarifas de energia elétrica das 26 capitais do país.

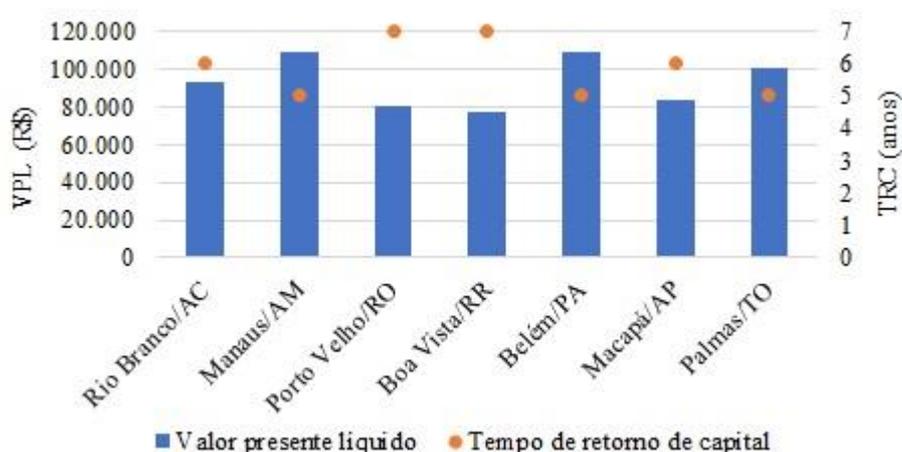


Figura 1 - Valor presente líquido (VPL) e o Tempo de retorno de capital (TRC) do sistema solar fotovoltaica para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Norte

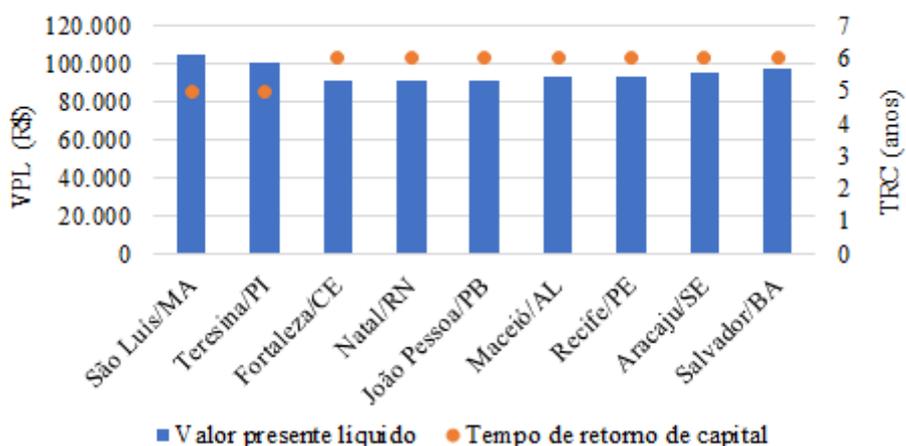


Figura 2 - Valor presente líquido (VPL) e o Tempo de retorno de capital (TRC) do sistema solar fotovoltaico para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Nordeste

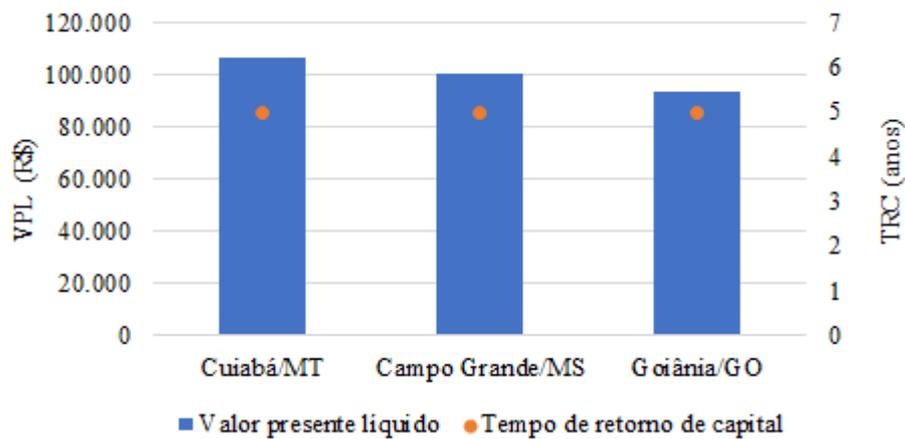


Figura 3 - Valor presente líquido (VPL) e o Tempo de retorno de capital (TRC) do sistema solar fotovoltaico para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Centro-oeste

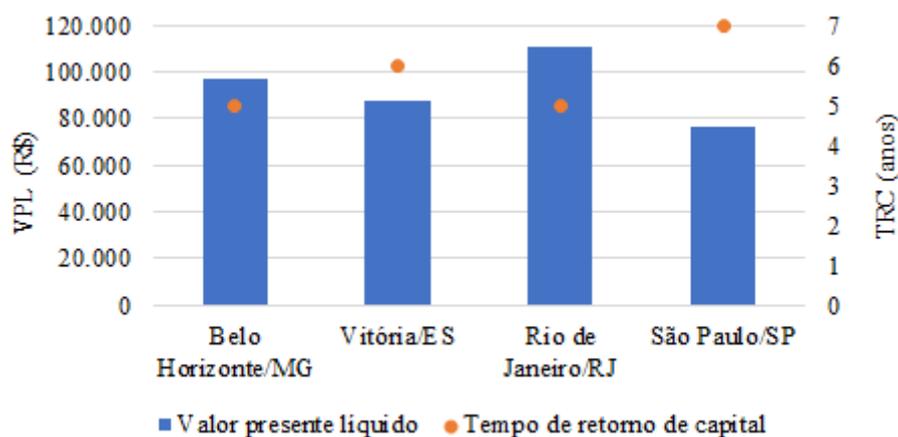


Figura 4 - Valor presente líquido (VPL) e o Tempo de retorno de capital (TRC) do sistema solar fotovoltaico para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Sudeste

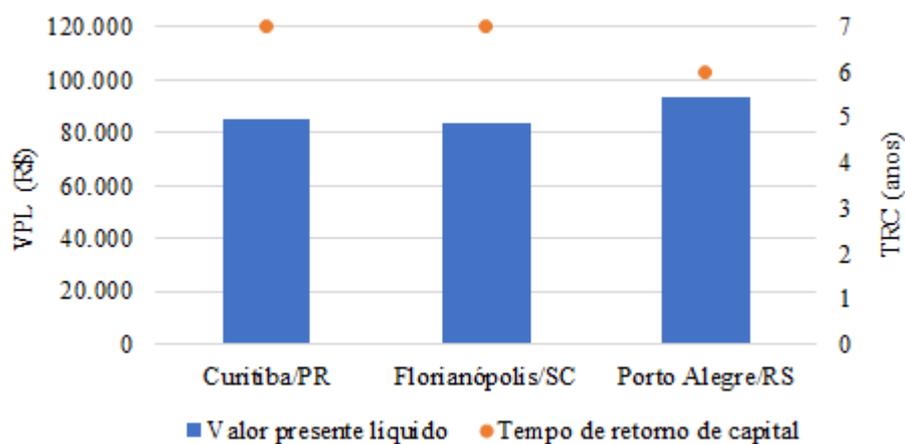


Figura 5 - Valor presente líquido (VPL) e o Tempo de retorno de capital (TRC) do sistema solar fotovoltaico para a residência típica brasileira localizada nas capitais da região Sul

Os parâmetros que mais impactaram no cálculo do VPL e TRC foram o investimento inicial do sistema solar fotovoltaico e a tarifa de energia elétrica da concessionária, em que, quanto menor o investimento inicial e maior a tarifa de energia, mais promissores os indicadores de viabilidade econômica. Verificou-se os seguintes valores médios de indicadores por região geográfica: Centro-oeste com VPL igual à R\$ 100.359,78 e TRC de 5,0 anos; Nordeste com VPL igual à R\$ 95.492,05 e TRC de 5,8 anos; Norte com VPL igual à R\$ 93.059,64 e TRC 5,9 anos; Sudeste com VPL igual à R\$ 92.922,76 e TRC de 5,8 anos; e Sul com VPL igual à R\$ 87.403,06 e TRC de 6,7 anos. As regiões Centro-oeste, Nordeste e Sul apresentaram menor variabilidade dos indicadores econômicos entre as capitais, enquanto as regiões Sudeste e Norte apresentaram maior variabilidade. Isto se deve, entre outros fatores, à irradiação solar incidente, que se reflete na potência de pico do sistema fotovoltaico, e à tarifa de energia elétrica para as cidades estudadas, onde, quanto maior a variação destes parâmetros, mais alta é a variabilidade de VPL e TRC dentro de cada região geográfica.

Considerando as 26 capitais brasileiras, verificou-se um VPL médio de R\$ 94.070,21 com coeficiente de variação de 10,1% e um TRC médio de 5,8 anos com coeficiente de variação de 12,7%. Rio de Janeiro/RJ foi a capital que apresentou melhores índices de viabilidade econômica, com VPL de R\$ 111.119,41 e TRC de 5 anos, sendo a capital que possuía a maior tarifa de energia elétrica, com impostos, na época do estudo. São Paulo/SP, por sua vez, foi a capital que apresentou os piores indicadores, ainda assim, com boa viabilidade, com VPL de R\$ 76.087,03 e TRC de 7 anos, sendo a capital com a segunda menor tarifa de energia elétrica, incluídos impostos, para o mesmo período. Segundo dados do INPE (2017), em uma escala de maior para menor irradiação solar incidente, Rio de Janeiro e São Paulo estão, respectivamente, nas posições 17^a e a 21^a entre as 26 capitais. Verificou-se, ainda, que a irradiação solar e a tarifa de energia elétrica apresentaram coeficientes de variação de, respectivamente, 8,38% e 10,44%, enquanto o VPL e o TRC apresentaram coeficientes de variação, respectivamente, de 10,34% e 12,90%. Assim, pode-se afirmar que o preço da tarifa elétrica influenciou mais que a irradiação solar na viabilidade econômica do sistema solar fotovoltaico para os casos estudados.

Os resultados obtidos neste trabalho colaboram com os encontrados em um estudo realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica, que analisou o tempo de retorno de capital de solares fotovoltaicos para fins residenciais, considerando tarifas de energia elétrica e irradiação solar por área de concessão de todas as distribuidoras de energia elétrica em atuação no Brasil. Em tal estudo, foi obtido um tempo de retorno de capital médio de 6,6 anos, com um valor mínimo de 5,2 anos e valor máximo de 10,6 anos, para o sistema solar fotovoltaico (ANEEL, 2017).

Apesar da viabilidade econômica do uso da energia solar fotovoltaica em território nacional, o uso desta tecnologia ainda é inexpressivo quando comparado à China, Estados Unidos e diversos países europeus. A China lidera o ranking mundial de energia solar fotovoltaica, com uma capacidade instalada de 175,2 MW ao final de 2018; seguida por Estados Unidos (62,5 GW), Japão (56,4 GW), Alemanha (45,6 GW), Índia (32,8 GW) e Itália (20,0 GW) - para este mesmo ano, o Brasil apresentava uma capacidade instalada de apenas 2,3 GW (IEA, 2019).

A maioria dos países que conseguiram difundir o uso da energia solar promulgaram políticas de incentivo do tipo *feed-in tariff* e não *net metering*, como adotado no Brasil. As normativas *feed-in tariff* baseiam-se em pagamento de tarifas-prêmios para os clientes que optarem em injetar a energia elétrica produzida por unidades de micro e minigeração na rede de distribuição, firmando-se contratos que asseguram a compra da energia por parte das concessionárias por longos períodos. Em contrapartida, as normativas *net metering* baseiam-se em sistemas de compensação de energia elétrica por unidades de micro e minigeração,

onde a energia produzida é utilizada apenas para abater o consumo dos clientes (ELGAMAL; DEMAJOROVIC; AUGUSTO, 2015).

Em 2019, a Agência Nacional de Energia Elétrica abriu consulta pública para revisar as regras do sistema de compensação de geração distribuída no Brasil. Pela regra atual, quando a compensação de energia é feita em baixa tensão, os clientes com micro e minigeração não pagam tarifa de fornecimento sobre a parcela de energia consumida que é compensada pela energia injetada. Pela nova proposta, os consumidores que possuem geração distribuída pagariam pelos custos referentes ao uso da rede de distribuição de energia elétrica. Segundo a ANEEL, esta alteração permitiria tornar a modalidade mais sustentável, visando não impactar a tarifa de energia dos consumidores que não participam do sistema de compensação (ANEEL, 2019).

Ressalta-se que as preocupações da Agência Nacional de Energia Elétrica são pertinentes, porém esta alteração implicaria em um custo adicional para os sistemas de mini e microgeração por fontes renováveis no Brasil, incluindo os sistemas solares fotovoltaicos. A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica demonstrou preocupação com a proposta, afirmando que esta medida pode desestimular a geração distribuída de energia, a qual ainda é pouco representativa no país (ABSOLAR, 2019). Portanto, tornam-se necessárias novas discussões entre entes governamentais e da sociedade para encontrar caminhos para equilibrar custos entre consumidores com e sem geração distribuída, concessionárias e governo, visando não gerar retrocessos na atual legislação.

4. Conclusão

Estudos de viabilidade econômica de projetos de geração de energia por fontes renováveis são importantes para comparar a competitividade destas em relação a sistemas tradicionais de suprimento de energia. No trabalho em questão, verificou-se que o uso de um sistema solar fotovoltaico é economicamente viável para atender uma residência típica brasileira, sob condições de irradiação solar e tarifas de energia elétrica das 26 capitais do país.

Obteve-se um VPL médio de R\$ 94.070,21 com coeficiente de variação de 10,1% e um TRC médio de 5,8 anos com coeficiente de variação de 12,7% para os casos estudados. Rio de Janeiro/RJ foi a capital que apresentou melhores índices de viabilidade econômica, com VPL de R\$ 111.119,41 e TRC de 5 anos, enquanto São Paulo/SP foi a capital que apresentou os piores indicadores, com VPL de R\$ 76.087,03 e TRC de 7 anos. Verificou-se, ainda, que o preço da tarifa elétrica da concessionária local influenciou mais fortemente que a irradiação solar incidente no cálculo dos indicadores de viabilidade econômica do sistema solar fotovoltaico.

Por fim, ressalta-se que é necessário adotar políticas de públicas de incentivo mais progressistas no Brasil, para promover o uso do grande potencial de energia solar existente em seu território, seguindo o exemplo de países que conseguiram difundir de forma expressiva a geração distribuída por fontes renováveis de energia nos últimos anos.

Referências

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. *ANEEL e câmara discutem revisão de normas para produção de energia*. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/aneel-e-camara-discutem-revisao-de-normas-para-producao-de-energia.html>. Acesso: 15 março de 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012*. Brasília: Diário Oficial da União, 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL de 24 de maio 2017*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 05 de setembro de 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 17 de dezembro de 2019.

BLUESOL. *Energia Solar no Brasil*. 2018. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-no-brasil-panorama/>. Acesso em: 12 de dezembro de 2019.

ELGAMAL, G. N. G.; DEMAJOROVIC, J.; AUGUSTO, E. E. F. *Os desafios da implementação da energia fotovoltaica no Brasil: uma análise dos modelos nos principais mercados mundiais*. In: XVII Encontro Internacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente, 30 de novembro a 01 de dezembro de 2015, São Paulo, SP. Anais (On-line). Disponível em: <https://www.engema.org.br/17/> Acesso em: 02 de fevereiro de 2020.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço energético nacional 2019: ano base 2018*. Rio de Janeiro: MME/EPE 2019a.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Anuário estatístico de energia elétrica 2019: ano base 2018*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2019b.

GALVÃO, J.; BERMAN, C. *Crise hídrica e energia: conflitos no uso múltiplo das águas*. Estudos Avançados. Vol. 29, n. 84, p. 43-68, 2015.

IEA - International Energy Agency. *IEA PVPS Report: Trends in Photovoltaic Applications 2019*. Disponível em: <https://iea-pvps.org/>. Acesso em: 05 de abril de 2020.

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2 ed. São José dos Campos: LABREN/ CCST/INPE, 2017.

LAMBERTS, R.; DUTRA, L.; PEREIRA, F. O. R. *Eficiência energética na arquitetura*. 3. ed. São Paulo: Editora PW Brasil, 2014.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. *Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA Project*. Solar Energy. Vol. 81, p. 517-528, 2007.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. *Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil*. Energy Policy. Vol. 39, p. 4378-4390, 2011.

MCTIC - Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. *Fator médio - Inventários corporativos*. 2016. Disponível em: <http://www.mctic.gov.br/>. Acesso em: 02 de outubro de 2019.

NEOSOLAR. *Simulador solar: calculadora solar fotovoltaica*. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/simulador-solar-calculadora-fotovoltaica>. Acesso em: 10 de abril de 2020.