Futuro da Tecnologia do Ambiente Construído e os Desafios Globais
Porto Alegre, 4 a 6 de novembro de 2020

VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS BIPV EM HABITAÇÕES DA REGIÃO SUDESTE [1]

SILVA, Mario Alves da (1); MAGALHÃES, Thaís de Souza (2); CARLO, Joyce Correna (3)

(1) Universidade Federal de Viçosa, mario.a.silva@ufv.br
(2) Universidade Federal de Viçosa, thais.dsm31@gmail.com
(3) Universidade Federal de Viçosa, joycecarlo@ufv.br

RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos integrados à edificação (BIPV) são alternativas sustentáveis para a redução da demanda energética, por apresentar vantagens como a possibilidade de substituição dos tradicionais elementos construtivos. Este trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade de utilização de sistemas BIPV em substituição a materiais de acabamento, na fase de construção, de habitações uni e multifamiliares com sistemas de condicionamento artificial, na região Sudeste. Foram simulados no EnergyPlus 64 modelos, sendo 8 modelos residenciais (5 edifícios multifamiliares verticais e 3 unifamiliares), para 8 cidades da região Sudeste (1 para cada Zona Bioclimática). Os modelos unifamiliares tiveram paybacks favoráveis, de 2 a 6 anos, enquanto os multifamiliares tiveram paybacks de 4 a 13 anos. As diferenças foram identificadas pelo padrão de consumo da família, mas também pelo consumo do sistema de condicionamento de ar em relação ao clima. Outros aspectos impactantes foram a área disponível de fachada ou cobertura, e os custos dos módulos e inversores.

Palavras-chave: *Sistemas BIPV, análise de viabilidade, simulação energética.*

ABSTRACT

Building integrated photovoltaics systems (BIPV) are an emerging sustainable alternative to reduce energy demand, given the potential to replace traditional construction elements. This work aims to evaluate economic feasibility of using BIPV systems in replacement of finishing materials, in the construction phase, of single and multifamily buildings with HVAC systems, in the Southeast region. 64 models were simulated in EnergyPlus, 8 residential models (5 vertical multifamily buildings and 3 single-family dwellings), in 8 cities in the Southeast regions (1 for each Bioclimatic Zone). The single-family models presented favorable paybacks, from 2 to 6 years, while multi-family models present paybacks from 4 to 13 years. The differences in results were identified in the family energy consumption, but also in the HVAC consumption that is related to the climate. Other impacts were the facade or roof available area to install the PV systems and the modules and inverters costs.

Keywords*: BIPV systems, feasibility analysis, energy simulation.*

---

[1] SILVA, Mario Alves da; MAGALHÃES, Thaís de Souza; CARLO, Joyce Correna. Viabilidade técnica e econômica de sistemas BIPV em habitações da região Sudeste. In: ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 18., 2020, Porto Alegre. **Anais**... Porto Alegre: ANTAC, 2020.

1 INTRODUÇÃO

O processo crescente de urbanização contribui para a elevação da demanda energética devido ao aumento simultâneo de pessoas e novas tecnologias nos centros urbanos, de maneira que edifícios residenciais e comerciais possuam alto potencial de redução do consumo final. Segundo o Balanço Energético Nacional (BRASIL, 2019), em 2018 o setor residencial participou com 21,4% do consumo total de energia elétrica do país.

A maior parte da energia elétrica produzida no país é proveniente de usinas hidroelétricas, visto que estas usinas foram responsáveis pela prdução de 67% da energia elétrica gerada em 2018 (BRASIL, 2019). No entanto, as hidroelétricas apresentam limitações relacionadas à expansão, perdas ocasionadas durante o processo de distribuição devido à distância entre o ponto de geração e consumo, além de apresentar custos elevados (DIDONÉ; WAGNER; PEREIRA, 2014). Os módulos fotovoltaicos, por outro lado, permitem gerar energia próximo ao ponto de consumo, diminuindo problemas relativos aos sistemas tradicionais, como as perdas nos processos de geração e distribuição (ZOMER, 2014).

Segundo o Balanço Energético Nacional (BRASIL, 2019), a geração de energia solar no Brasil representa apenas 0,5% da matriz elétrica, apesar do país possuir grande potencial para geração de energia solar, visto que dispõe de alta incidência de radiação (GAVIRIA; PEREIRA; MIZGIER; 2013). No entanto, a elevação das tarifas de energia elétrica e a redução dos custos relacionados a implantação de sistemas fotovoltaicos *on-grid* têm contribuído para a viabilização do sistema (SORGATO; SCHNEIDER; RÜTHER, 2018). Além disso, as resoluções normativas 482 (ANEEL, 2012) e 687 (ANEEL, 2015) auxiliaram no processo de consolidação do sistema fotovoltaico no Brasil, visto que estabeleceram medidas reguladoras para os proprietários de micro e mini usinas fotovoltaicas (ZOMER, 2014). No entanto, iniciativas atuais que visam a taxação da geração fotovoltaica podem comprometer a adesão à utilização e, consequentemente, inibir o cresciento deste setor no país.

O sistema fotovoltaico integrado a construção (*Building Integrated Photovoltaic* - BIPV), permite que os tradicionais elementos construtivos sejam substituídos por módulos fotovoltaicos incorporados às diferentes superfícies da edificação (BIYIK et al, 2017), sejam estas vedações ou aberturas. Os sistemas BIPV fornecem energia para suprir cerca de 20 a 75% da demanda energética do edifício, podendo variar devido a fatores como a localização (DEBBARMA; SUDHAKAR; BAREDAR, 2017). Deste modo, as superfícies onde são incorporados sistemas BIPV desempenham a sua função original, geralmente de fechamentos, mas também geram eletricidade. Os custos iniciais de construção são também afetados, uma vez que os gastos relacionados aos materiais e mão de obra são revertidos para a instalação do sistema (JELLE; BREIVIKB; ROKENESB, 2012).

Como espaços disponíveis na cobertura dos edifícios tendem a ser reduzidos, a quantidade de módulos fotovoltaicos pode ser insuficiente para suprir a demanda energética. As fachadas das edificações multifamiliares podem ser uma boa alternativa para a implementação dos módulos fotovoltaicos (DIDONÉ; WAGNER; PEREIRA, 2014). Embora a incidência de irradiação solar em superfícies verticais seja inferior se comparado aos telhados, a área disponível para inserção nas fachadas pode ser superior, viabilizando a sua utilização (REDWEIK; CATITA; BRITO,2013).

Este trabalho tem como objetivo, avaliar a viabilidade de utilização de sistemas BIPV em substituição a materiais de acabamento, na fase de construção, de habitações uni e multifamiliares com sistemas de condicionamento artificial, na região Sudeste.

Ele não considera a ocupação urbana, mas tem foco na geometria da edificação, que determina as áreas disponíveis para instalação dos módulos.

2 METODOLOGIA

Foi utilizado o EnergyPlus versão 8.7 para simulação do consumo e geração fotovoltaica em uma cidade de cada Zona Bioclimática. Dado que a região Sudeste possui 4 estados, foram selecionadas 2 cidades por estado (Quadro 1).

Quadro 1 – Localidades a serem simuladas

Zona Bioclimática-Cidade	Coordenadas (°)	Alt. (m)	Temperatura média anual (°C)	Umidade média anual (%)	Radiação média anual (kWh/m².dia)
ZB1 - Campos do Jordão/ SP	-22,7386 -45,5921	1628	13,6	81	4,56
ZB2 - Teresópolis/ RJ	-22,4123 -42,9664	869	18,2	84	4,45
ZB3 - Paraty/ RJ	-23,2167 -44,7179	11	23,3	84	4,12
ZB4 - São Carlos/ SP	-22,0154 -47,8911	856	19,7	71	4,97
ZB5 - Alegre/ES	-20,7633 -41,5339	238	23,0	73	4,89
ZB6 - Montes Claros/MG	-16,7370 -43,8647	638	22,7	63	5,56
ZB7 - Monte Azul/ MG	-15,1471 -42,8665	582	24,6	54	5,71
ZB8 - Vitória/ ES	-20,3222 -40,3381	12	24,8	77	4,96

Fonte: Os autores

Modelos de edificações foram selecionados a partir dos estudos de Telles (2016) e Rodrigues, Santos e Carlo (2019). O primeiro estudo identificou, a partir levantamentos in loco e na literatura , 8 modelos de tipologias habitacionais típicas do Brasil, sendo 5 tipologias multifamiliares verticais e 3 unifamiliares, e o segundo determinou 3 padrões sazonais de uso da energia no setor residencial, para os os modelos identificados por Telles (2016): clima frio na Zona Bioclimática 1, clima quente e frio nas Zonas Bioclimáticas 2 a 4 e clima quente nas Zonas Bioclimáticas 5 a 8 (Quadro 2). Ao final, foram então preparados, para este trabalho, 64 modelos para a simulação, compostos por 8 tipologias para cada uma das cidades apresentadas no Quadro 1.

Quadro 2 – Características dos 8 modelos

	M1-M	M2-M	M3-M	M4-M	M5-M	M6-U	M7-U	M8-U
Tipo	Multi.	Multi.	Multi.	Multi.	Multi.	Uni.	Uni.	Uni.
Área (m²)	53,3	60,8	66,8	67,7	33,2	30,7	55,5	142,9
Dormitórios	2	2	3	3	1	2	2	3
Moradores	3	3	4	4	2	3	3	4
Consumo (kWh/mês)	80-200	80-200	80-200	80-200	0-80	80-200	80-200	200-500

Fonte: Adaptado de Rodrigues, Santos e Carlo (2019)

Os sistemas fotovoltaicos foram dimensionados a partir do consumo de cada modelo (RODRIGUES, SANTOS e CARLO, 2019). As taxas de disponibilidade da rede de distribuição (ANEEL, 2010) foram descontadas: o modelo 5 é monofásico, o modelo 8 é trifásico e os demais bifásicos. Deste modo, para o dimensionamento, foram considerados os seguintes descontos no consumo: 30 kWh/mês para o modelo 5, 100 kWh/mês para o modelo 8 e 50 kWh/mês para os demais modelos.

Quanto ao posicionamento dos módulos, para os modelos multifamiliares foi determinado que o sistema fotovoltaico seria implementado nas maiores fachadas voltadas a Norte das unidades habitacionais (UHs), que foram rotacionadas para atender a essa condição, nos modelos unifamiliares, os módulos foram dispostos na água Norte da cobertura inclinada.

A inclinação da cobertura dos modelos unifamiliares de Rodrigues, Santos e Carlo (2019) foi modificada para possibilitar melhor aproveitamento da radiação solar disponível, de acordo com a latitude, ao seguir as inclinações ótimas de Cronemberger, Caamaño-Martín e Sánchez (2012).

Além das modificações geométricas nos modelos unifamiliares, foram realizadas modificações nas propriedades termo-físicas dos 8 modelos. A instalação de um sistema BIPV implicou na modificação dos componentes construtivos das superfícies onde os módulos foram aplicados. O acabamento externo foi substituído pelo módulo, ou seja, as telhas e as argamassas e pintura foram extraídas na fase de projeto, considerando o BIPV como um sistema em que a tecnologia fotovoltaica fez parte da concepção projetual.

O módulo fotovoltaico escolhido foi o modelo DHM72X da marca DAH Solar. Cada módulo possui 72 células de silício monocristalino e área de 1,98 m². Segundo o fabricante, os valores máximos de eficiência, potência, tensão e intensidade de corrente são, respectivamente, 19,42%, 380W, 38,5V e 8,97A. Após a definição do modelo de módulo fotovoltaico, foram observadas as características geométricas das superfícies nas quais estes foram aplicados para definir o número máximo de módulos possíveis de serem instalados. Deste modo, dadas as restrições relacionadas às dimensões do módulo e, consequentemente, sua geometria, foram definidas as seguintes configurações máximas para os modelos: 2 módulos para o modelo 1, 4 módulos para o modelo 2, 3 módulos para o modelo 3, 4 módulos para o modelo 4, 3 módulos para o modelo 5, 9 módulos para o modelo 6, 16 módulos para o modelo 7 e 42 módulos para o modelo 8.

A determinação da tarifa de cada localidade, incluiu o ICMS, porém o PIS e COFINS sofrem variação mensal e não foram incluídas na avaliação . O tempo de retorno do investimento (*payback* simples) indicou a viabilidade de implantação dos sistemas a partir do investimento inicial nos módulos e inversor, descontados o material e mão de obra do acabamento não utilizado. Determinou-se ainda o *payback* em 3 categorias: investimento viável com retorno rápido, até 3 anos; investimento viável com retorno a médio prazo, de 3 a 10 anos; e investimento inviável, com retorno superior a 10 anos.

A presente análise abrange a geração fotovoltaica e sua relação com o consumo, com reflexos no investimento no BIPV, face à geometria da edificação e das superfícies disponíveis para sua instalação. Embora relevante, a análise do consumo e sua relação com as condições proporcionadas pela Zonas Bioclimáticas, já foram abordadas por Rodrigues, Santos e Carlo (2019).

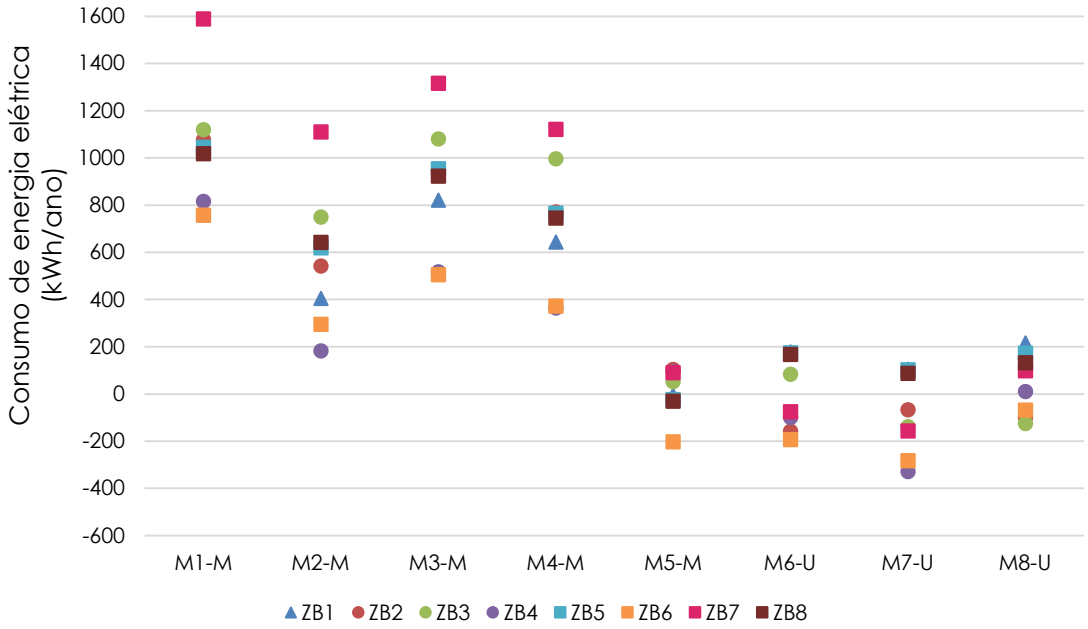
São apontadas duas limitações deste trabalho: a primeira, é referente ao fato de o

EnergyPlus adotar a temperatura operativa do módulo fotovoltaico como a temperatura da superfície aplicada, não considerando o calor da geração fotovoltaica e, consequentemente, não sendo possível observar os impactos do sistema nas trocas térmicas; a segunda limitação é relacionada a não consideração das condições do entorno, desconsiderando assim, o sombreamento dos módulos por obstruções próximas, inclusive unidades vizinhas.

3 RESULTADOS

A Figura 1 apresenta a parcela anual de energia elétrica não suprida pelo sistema fotovoltaico que é faturada pela concessionária de energia. Os consumos negativos indicam que houve superavit de energia, o que ocorreu em alguns modelos combinados às Zonas Bioclimáticas (ZBs) devido à padronização dos módulos. Em nenhuma das ZBs houve suprimento total da demanda para todos os modelos, no entanto, os modelos 5 a 8 obtiveram os melhores desempenhos em relação a energia faturada pela concessionária. O modelo 5 é uma habitação vertical com apenas 1 dormitório, deste modo seu consumo é pequeno e a área disponível para aplicação dos módulos resulta em uma geração significativa. Os modelos 6 a 8 são modelos térreos unifamiliares, onde a geração dos módulos acontece no telhado e a inclinação dos módulos foi adequada à latitude de cada cidade, sendo possível aproveitar a maior disponibilidade de radiação do plano.

Figura 1 – Consumo faturado pela concessionária, descontada a taxa de disponibilização da rede de distribuição



Fonte: Os autores

Em relação aos modelos, as habitações M5-M (multifamiliar), M6-U, M7-U e M8-U (unifamiliares) apresentaram consumo faturado baixo, e os modelos unifamiliares, superávits significativos devido à generosa área disponível na cobertura (Tabela 1). No caso de M5-M, ele apresentou baixo consumo, equivalente ao uso da energia um morador de perfil contemporâneo. Os modelos multifamiliares (M1-M a M4-M) não tiveram superávits devido à área restrita de aplicação dos módulos relacionadas às

suas geometrias (fachada-módulo) e eventuais autossombreamento pelas varandas, inclusive de pavimentos superiores (Tabela 1). Em especial, as habitações M1-M e M3-M têm geometria da planta quadrada, o que prejudicou o atendimento ao consumo de energia de uma família de 3 e 4 moradores.

Tabela 1 – Razão da área necessária pela área disponível para geração de energia fotovoltaica.

	M1-M	**M2-M**	**M3-M**	**M4-M**	**M5-M**	**M6-U**	**M7-U**	**M8-U**
ZB1	3,14	1,57	2,44	2,10	0,70	0,35	0,20	0,10
ZB2	4,19	1,83	3,14	2,36	1,05	0,35	0,20	0,10
ZB3	4,19	2,36	3,14	2,62	1,40	0,47	0,20	0,10
ZB4	2,62	1,31	1,75	1,57	0,70	0,23	0,13	0,07
ZB5	3,67	1,83	2,79	2,10	1,05	0,35	0,20	0,15
ZB6	2,62	1,31	1,75	1,57	0,70	0,23	0,13	0,10
ZB7	3,67	2,10	2,79	2,10	1,40	0,23	0,13	0,15
ZB8	3,67	2,10	2,79	2,10	1,05	0,35	0,20	0,15

Fonte: Os autores

A instalação do sistema BIPV pode ter impacto no aquecimento do ambiente e, consequentemente, no consumo do condicionamento de ar, mesmo atendendo ao afastamento mínimo para sua instalação. A modificação das propriedades termo-físicas da superfície que recebeu os módulos, apresentada na Tabela 2, impactou mais o consumo dos modelos multifamiliares que dos unifamiliares devido ao átrio da cobertura nestes últimos. A instalação do sistema aumentou ou reduziu o consumo conforme a ZB, cujas maiores diferenças foram aumento do consumo de 18% na ZB6 e redução de 17% na ZB1, ambos da média dos multifamliares.

Tabela 2 – Média de consumo (kWh/m².ano) do sistema de condicionamento de ar antes e depois da aplicação de sistemas BIPV.

	ZB1	**ZB2**	**ZB3**	**ZB4**	**ZB5**	**ZB6**	**ZB7**	**ZB8**
Mult. antes	2,59	3,81	7,29	6,09	6,41	4,68	22,56	5,16
Mult. depois	2,16	3,42	8,04	5,99	7,23	5,52	24,88	5,86
Uni. antes	2,57	2,15	4,68	5,06	6,62	7,28	17,34	5,47
Uni. depois	2,48	2,11	4,88	5,24	6,78	7,53	17,92	5,61

Fonte: Os autores

A Figura 2 mostra que o payback dos modelos unifamiliares são menores que os multifamiliares, com médias de 3,8 e 7,6 anos, respectivamente.

É fato que as UHs cujos modelos tiveram pior desempenho na Figura 1 teriam alto payback (média de 7,6 anos). No entanto, o melhor caso de geração e consumo dos multifamiliares, o modelo 5, teve a maior média de payback (9,5 anos). Verificou-se que o investimento no sistema BIPV foi elevado para o baixo consumo da habitação com um morador. Deste modo, considerou-se que o investimento em sistemas BIPV para o M5-M foi inviável para Campos do Jordão – SP (ZB1), São Carlos - SP (ZB4), Alegre - MG (ZB5) e Vitória - ES (ZB8), por ser superior a 10 anos. Para as demais situações, justifica-se a implementação dos sistemas, dado que o payback é inferior a 10 anos e deve ser avaliado frente à renda familiar da UH.

Figura 2 – *Payback* por modelo e localidade.



Fonte: Os autores

Para todos os casos simulados dos modelos unifamiliares, o investimento em sistemas BIPV foi considerado viável e com tempo de retorno máximo inferior a 6 anos, com destaque para os 2 anos em em Monte Azul – MG na ZB7. A disponibilidade de área necessária e as condicionações de insolação nestas localidades superaram até os elevados consumos por condicionamento ambiental desta Zona Bioclimática.

4 CONCLUSÕES

Após a simulação dos 64 casos, foi possível observar a relação entre a área disponível para implantação de sistemas fotovoltaicos e o consumo de energia elétrica, refletida pela geometria da unidade habitacional (UH) e pelas condições climáticas.

Enquanto a cobertura das UHs unifamiliares proporcionou área suficiente para a instalação dos sistemas fotovoltaicos, as fachadas das UHs multifamiliares tiveram condições restritas devido à geometria da planta e ao autosombreamento, além da própria redução da radiação solar incidente em superfícies verticais. UHs unifamiliares chegaram a alcançar paybacks mais favoráveis, todos abaixo de 6 anos, chegando a 2 anos no Modelo 8 da ZB7, em Monte Azul – MG. Por outro lado, mesmo que inicialmente tivessem relação favorável de geração e consumo, principalmente o M5-M, os modelos multifamliares tiveram paybacks de 4 a 13 anos. Nesses casos, a relação clima x consumo x área disponível de instalação deve ser individualmente analisada, pois nem sempre ela é superior em uma edificação multifamiliar, em relação à da cobertura, de maneira que viabilize o uso da energia fotovoltaica.

Como limitação, considera-se o fato de o EnergyPlus adotar a temperatura da superfície de aplicação como temperatura operativa do módulo e, deste modo, o calor resultante da geração não é considerado nas trocas térmicas. Ressalta-se ainda, que neste estudo foram desconsideradas as condições do entorno e, portanto, o sombreamento nos módulos verticais.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig-D)

e pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico - P&D regulado pela ANEEL, no âmbito do projeto "D0638 - Análise da Viabilidade da Energia Fotovoltaica no Brasil em Face do Marco Regulatório da Geração Distribuída no Setor Elétrico Brasileiro - Aneel RN 482/12", coordenado pela Universidade Federal de Viçosa (UFV) em parceria com a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas).

REFERÊNCIAS

ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução nº 414, de 9 de setembro de 2010.** Agência Nacional de Energia Elétrica. 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>.

_____. **Resolução nº 482, de 17 de abril de 2012.** Agência Nacional de Energia Elétrica. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

_____. **Resolução nº 687, de 24 de novembro de 2015.** Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

BIYIK. E, et al. A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, v. 20, n. 3, p. 833–858, 2017

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Balanço Energético Nacional 2019 – Ano base 2018. Relatório Síntese. 2019**. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>.

CRONEMBERGER, J.; CAAMAÑO-MARTÍN, E.; SÁNCHEZ, S. V. Assessing the solar irradiation potencial for solar photovoltaic applications in building at low latitutes – Making the case for Brazil. **Energy and Buildings**, v. 55, p. 264-272, 2012.

DEBBARMA, M; SUDHAKAR, K; BAREDAR, P. Comparison of BIPV and BIPVT: A review. **Resource-Efficient Technologies**, v. 3, n. 3, p. 263–271, 2017.

DIDONÉ, E. L.; WAGNER, A.; PEREIRA, F. O. R. Estratégias para edifícios de escritórios energia zero no Brasil com ênfase em BIPV. **Ambiente Construído**, v. 14, n. 3, p. 27-42, 2014.

GAVIRIA, L. R.; PEREIRA, F. O. R.; MIZGIER, M. O. Influência da configuração urbana na geração fotovoltaica com sistemas integrados às fachadas. **Ambiente Construído**, v. 13, n. 4, p. 7-23, 2013.

JELLE, B. P.; BREIVIKB, C.; ROKENESB, H. D. Building integrated photovoltaic products: A state-of-theart review and future research opportunities. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 100, p. 69–96, 2012.

REDWEIK, P.; CATITA, C.; BRITO M. Solar energy potential on roofs and facades in an urban landscape. **Energia Solar**, v. 97, p. 332–341, 2013.

RODRIGUES, M. G.; SANTOS, D. M.; CARLO, J. C. Simulação energética de unidades habitacionais baseada em usuários com modos de vida contemporâneo e tradicional. **Cadernos ProArq,** v. 33, p, 155-178, 2019.

SORGATO, M. J.; SCHNEIDER, K.; RUTHER, R. Technical and economic evaluation of thin-film CdTe building integrated photovoltaics (BIPV) replacing façade and rooftop materials in office buildings in a warm and sunny climate. **Renewable Energy**, v. 118, p. 84-98, 2018.

TELLES, C. P. **Proposta de simplificação do RTQ-R.** Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Arquitetura e Urbanismo, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2016.

ZOMER, C. D. **Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações**. Tese (Doutorado). Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014