

AVALIAÇÃO COMPUTACIONAL DE UMA UNIDADE CONSUMIDORA DE MÉDIA TENSÃO PARA A IMPLANTAÇÃO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA A PARTIR DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE 2.760 kWp

Isabelle Queiroz de Oliveira Lopes – isabellequeiroz2606@gmail.com

Fernando Cardoso Melo – fernando.melo@unb.br

Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. *O aumento dos investimentos em todo o mundo na diversificação da matriz energética baseada em fontes renováveis de energia, trouxe a expansão da capacidade instalada da geração distribuída (GD) ao longo dos anos. No Brasil, têm-se como principais fontes de GD a geração fotovoltaica e eólica. Com a diminuição dos preços dos módulos fotovoltaicos e das Unidades de Condicionamento de Potência (UCP) para a geração da energia fotovoltaica e a aplicação de uma política energética adequada, o país tem atraído investimentos públicos e privados para o aproveitamento da energia solar. Dessa forma, o presente trabalho realiza um estudo acerca da contribuição econômica de um sistema elétrico de média tensão após a implementação de minigeração distribuída, a partir de uma usina fotovoltaica de 2.760 kWp, bem como avalia seus parâmetros técnicos. Após a execução de simulações computacionais utilizando o software SAM, da NREL, com a minigeração distribuída em questão, o consumidor apresentou uma redução no consumo do primeiro ano de 42,03%. Além disso, o resultado anual obtido por simulação é de 4.774 MWh de energia, um fator de capacidade (FC) de 19,7% e um custo nivelado de energia (LCOE) de 3,77¢ dólares/kWh.*

Palavras-chave: *Análise Econômica, Minigeração Distribuída, Tarifação Energética.*

1. INTRODUÇÃO

As fontes de energia renováveis, entre elas a energia solar fotovoltaica (FV), pertencem ao processo de transição mundial em busca do desenvolvimento sustentável. No Brasil, notáveis incentivos por parte de órgãos públicos e organizações privadas fomentaram o mercado solar fotovoltaico nos anos de 2012 a 2018. De acordo com os dados do Ministério de Minas e Energia do Brasil (MME), a capacidade instalada de geração de energia da fonte solar no país ultrapassa o somatório de todas as demais fontes (Santiago, 2019).

A matriz elétrica brasileira é composta, em grande parte, pela fonte hidráulica, correspondendo a 67% da geração de energia do país. Entre as renováveis, a fonte hídrica é seguida pela Biomassa (8,5%), Eólica (7,6%) e Solar (0,5%). Já entre as não renováveis, o Gás Natural aparece como a maior fonte de eletricidade do país (8,6%), seguido por Carvão e seus Derivados (3,2%), Energia Nuclear (2,5%) e os Derivados do Petróleo (2,4%) (MME, 2019).

O Brasil ainda se situa distante dos principais líderes globais do mercado solar fotovoltaico. Porém, está entre os quinze países que mais acrescentaram sistemas de energia solar fotovoltaica no mundo, nos anos de 2017 e 2018, tendo instalado mais de 1 GW de potência solar a cada ano (SPE, 2019). Em 2020, o Brasil ultrapassou três novos marcos de 5, 6, e 7 GW de capacidade solar instalada cumulativa total, atingindo 7.747,2 MW em sistemas solares fotovoltaicos em operação. Antes dos efeitos da pandemia COVID-19, o Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) projetou um aumento total de mais de 4 GW em 2020. Este nível não foi totalmente alcançado pelos efeitos da pandemia na economia global e nacional. Ainda, o Brasil instalou mais energia solar em 2020 do que nunca (SPE, 2021). No contexto da Geração Distribuída (GD), em 2021, o país figura entre os vinte maiores produtores globais com uma potência instalada total de energia solar fotovoltaica de 9.201,7 MW verificada em fevereiro de 2022, correspondendo a 97,88% da potência total gerada por todas as unidades consumidoras com GD, sendo que o restante dessa capacidade instalada está distribuída em outras fontes, tais como térmica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, entre outros (ANEEL, 2021).

Com a diminuição dos preços dos equipamentos essenciais para a geração da energia fotovoltaica e a aplicação de uma política energética adequada, o país tem atraído investimentos públicos e privados, de pessoas físicas ou jurídicas, para o aproveitamento da energia solar. O Brasil destaca-se, ainda, entre os países em desenvolvimento na aplicação da tecnologia fotovoltaica e existem perspectivas de que a nação ocupe uma posição entre os dez principais produtores globais de energia fotovoltaica até 2030 (NEF, 2018).

O segmento da GD de eletricidade foi impulsionado pelas duas Resoluções Normativas, a REN 482/12 e a REN 687/15, da ANEEL, que regulamentam a GD através do sistema de compensação de energia elétrica, também denominado de SCEE ou *net-metering*. Até o final de 2015, o Brasil possuía pouco mais de 2 mil sistemas fotovoltaicos de micro ou minigeração instalados e conectados à rede. Em 2021, o país alcançou a marca de 563 mil unidades geradoras instaladas (sistemas FV conectados à rede). Ou seja, o número de unidades geradoras, atualmente, é 280 vezes maior que cinco anos atrás (ANEEL, 2019). Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto a minigeração distribuída, foco do presente trabalho, diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis (Lei nº 14.300, 2022).

Em janeiro de 2022, foi aprovada a Lei Federal nº 14.300 que determina, em seu art. 17, que as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída. No entanto, a unidade consumidora deste estudo não terá impactos significativos após a publicação desta Lei, por enquadrar-se em uma disposição transitória apresentada no art. 26, em que as disposições constantes do art. 17 desta Lei, não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de minigeradores que protocolarem a solicitação de acesso na distribuidora em até 12 meses contados da publicação desta (Lei nº 14.300, 2022).

A *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) lançou o SAM 2021.12.02, a versão mais recente do *System Advisor Model*, software de modelagem gratuito e disponível ao público para simulação de desempenho técnico e de análise financeira de projetos de fontes renováveis. O SAM foi desenvolvido para ajudar desenvolvedores de projetos, engenheiros, formuladores de políticas, fabricantes de equipamentos e pesquisadores a tomar decisões sobre o projeto de sistemas de energia renovável e a economia do projeto. O SAM combina dados meteorológicos de séries temporais e especificações do sistema para calcular a respectiva produção de eletricidade anualmente. Em seguida, o software utiliza dados de custo (em dólares), compensação, financiamento e incentivo em um fluxo de caixa anual para calcular o custo nivelado de energia (LCOE), valor presente líquido (VPL) e período de retorno do projeto (*payback*) (NREL, 2021).

Existem diversos estudos na literatura com sistemas de minigeração distribuída por todo o país, nos quais são apresentados os índices de desempenho técnicos e econômicos dessas usinas fotovoltaicas, tais como: taxa de desempenho, rendimento de energia, LCOE, fator de capacidade e a energia anual gerada. Dessa forma, após simulações realizadas no software SAM, o presente trabalho realiza um estudo acerca da contribuição financeira nas faturas de um sistema elétrico de média tensão, após a implementação de uma usina fotovoltaica de 2.760 kWp em Brasília-DF, bem como, avalia a viabilidade econômica desse investimento. Por fim, serão obtidos os índices de desempenho desse sistema de minigeração distribuída e comparados com outros dois sistemas situados em Santa Catarina (Costa, 2021) e no Piauí (Lima, 2018).

Esse artigo está organizado em Metodologia, Estudo de Caso e Discussão dos Resultados. Finalmente, serão apresentadas as observações finais juntamente com a proposta de pesquisas futuras.

2. METODOLOGIA

A metodologia a ser utilizada para a realização desse projeto será baseada no estudo técnico-econômico de um sistema elétrico de média tensão de 13,8 kV, localizado no Setor Militar Urbano (SMU), em Brasília-DF, através de simulações computacionais e avaliação do perfil de consumo. O sistema fotovoltaico a ser instalado apresenta potência de pico de 2.760 kWp, interconectada a uma subestação de 3000 kVA (composta de 2 transformadores de 1500 kVA) localizada no mesmo terreno do sistema anterior.

Dessa forma, pretende-se analisar a contribuição financeira do sistema de geração distribuída nas faturas elétricas do sistema atual, bem como avalia a viabilidade econômica desse investimento e os índices de desempenho desse sistema de geração distribuída, tais como: taxa de desempenho (TD), rendimento de energia (Y_f), LCOE, fator de capacidade (FC) e a energia anual gerada.

Serão utilizadas como referências as faturas elétricas do sistema original de dezembro de 2018 a novembro de 2019, pois essas representam mais fielmente o histórico da carga consumida pelo objeto em análise. Tendo em vista que as faturas posteriores ao período supracitado foram em época de pandemia COVID-19 (a partir de março de 2020), período este que ocorreu uma redução do consumo de energia de, aproximadamente, 27% pelo *home office* dos funcionários nos anos de 2020 e 2021.

O estudo foi realizado utilizando o software *System Advisor Model* conforme os tópicos a seguir.

2.1 Parâmetros Técnicos

Localização e Recurso Solar. A usina solar fotovoltaica em questão está localizada no Setor Militar Urbano (SMU), em Brasília-DF, conforme a Fig. 1, a qual se encontra em fase de instalação. Foi utilizada a fonte de dados de recursos solares da *Clima.OneBuilding*, com os dados de irradiação global horizontal, irradiação direta, irradiação difusa, temperatura média e velocidade média do vento da Estação Meteorológica mais próxima da usina (COB, 2021). Nas simulações, esses dados foram incluídos no SAM, com a respectiva latitude e longitude.

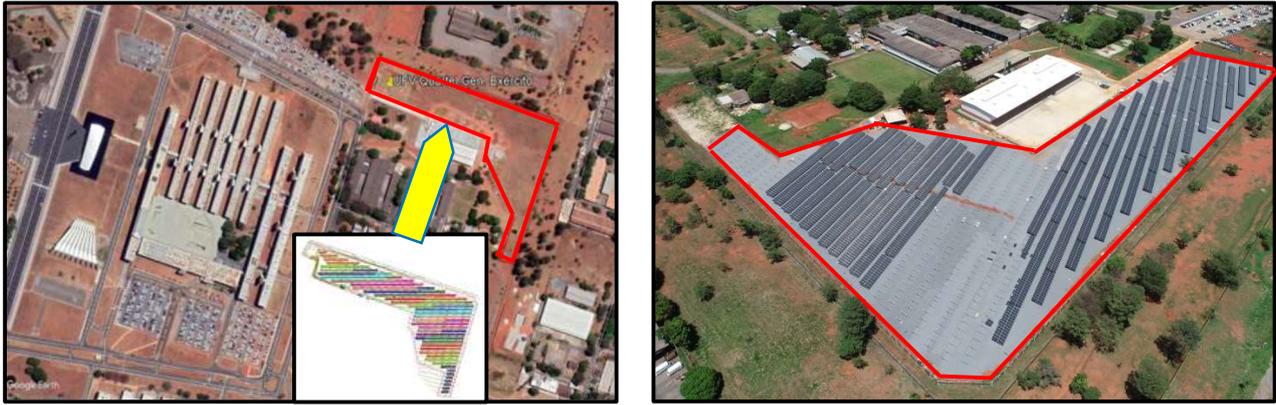


Figura 1(a) - Localização da Usina Fotovoltaica; 1(b) - Localização da Usina Fotovoltaica em construção.

Módulo Fotovoltaico e Unidade de Condicionamento de Potência. A empresa contratada para realizar o projeto executivo escolheu o módulo FV TSM-455DE17M(II) da Trina Solar de 455 Wp (Trina Solar, 2019) e a Unidade de Condicionamento de Potência (UCP) SUN2000-100KTL-H1 de 100 kW da Huawei (Huawei, 2018).

Layout do Sistema Fotovoltaico (UFV). Encontra-se em construção um sistema de minigeração, com potência de pico de 2.760 kWp, a qual é menor que a prevista inicialmente devido à limitação orçamentária. Dessa forma, o *layout* do sistema foi projetado com 23 conjuntos de geradores fotovoltaicos de 120 kWp, os quais são compostos de: módulo fotovoltaico de tecnologia monocristalina, UCP fotovoltaico trifásico de 100 kW, conectores para os módulos fotovoltaicos tipo MC-4, cabo unipolar fotovoltaico de 6 mm² com proteção ultravioleta.

Perdas. Foram consideradas as seguintes fontes de perdas: poeira, reflexão, incompatibilidade do módulo FV, nos diodos de bypass e conexões, desvio do módulo FV das condições de teste padrão (CTP), cabeamento CC e cabeamento CA. As perdas de cabeamento foram devidas às quedas de tensão calculadas no projeto e as demais foram calculadas via simulações computacionais.

2.2 Parâmetros Econômicos

Custos do Sistema (UFV). Foram incluídos no custo total do investimento, tanto os gastos com materiais e equipamentos, em dólares, como os serviços necessários de mão de obra e preparação do terreno. Uma empresa foi contratada para executar as seguintes tarefas: Elaboração e Aprovação de Projeto de Geração Distribuída junto à Concessionária; Serviços Auxiliares, Administrativos e Diversos; Limpeza do terreno com remoção de camada vegetal; Canteiro de obras; Movimento de terra; Fundações para a instalação das mesas dos módulos fotovoltaicos; Rede de Baixa Tensão CA e CC; Rede de Média Tensão e Subestação; Sistema de Aterramento; Comissionamento e Monitoramento Remoto; Urbanização; e Fornecimento dos equipamentos elétricos.

Consumo de Energia (UC). Foram incluídos no software SAM os valores de consumo nos horários de ponta e fora ponta (kWh), bem como de demanda nos horários de ponta e fora ponta (kW) contidos nas faturas elétricas da concessionária de energia local que foram consumidos pelo cliente deste estudo para o período avaliado, ou seja, os meses de referência de dezembro de 2018 a novembro de 2019.

Tarifas de Energia Elétrica (UC). O consumidor deste estudo é do grupo A, com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, e possui tarifação energética horo sazonal na modalidade azul (ANEEL, 2021), com demanda contratada para o período fora de ponta de 3.000 kW e para período de ponta de 940 kW. Dessa forma, foram incluídos no software SAM os valores tarifários de consumo ponta e fora ponta (\$/kWh), bem como de demanda ponta e fora ponta (\$/kW) da concessionária local para os meses de referência.

Vale ressaltar que o horário de ponta é o período definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL para toda sua área de concessão, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas. Para a distribuidora em questão, esse horário é definido das 18h às 21h (ANEEL, 2021). Além disso, o horário fora de ponta para os consumidores do grupo A, cliente deste estudo, é período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta. Ademais, no faturamento elétrico, tem-se o período seco, referente aos meses de maio a novembro, e o período úmido, referente aos meses de dezembro a abril do ano seguinte (ANEEL, 2021).

Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE/Net-metering). O sistema de compensação de energia para minigeração tem seu modo de faturamento estabelecido em (ANEEL, 2015), podendo-se elucidar a seguir, alguns procedimentos adotados considerando a geração instalada no mesmo local de consumo:

- A energia injetada em determinado posto tarifário (ponta ou fora de ponta), se houver, deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto;
- Se houver excedente, os créditos de energia ativa, geralmente gerados no horário fora ponta, devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, geralmente no horário de ponta, se houver, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento. Esta compensação ocorre mediante um fator de ajuste definido como resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (a componente TE – Tarifa de Energia) de ponta pela fora de ponta (nos casos do excedente ser originado no posto tarifário ponta), ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surgir no posto fora de ponta.;
- Os consumidores do Grupo A continuam sendo normalmente faturados pela demanda contratada.
- Os créditos remanescentes podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento (ANEEL, 2016).

3. ESTUDO DE CASO

O estudo técnico-econômico do sistema elétrico de média tensão de 13,8 kV, localizado no Setor Militar Urbano (SMU), em Brasília-DF, foi realizado utilizando o software *System Advisor Model* conforme os tópicos a seguir: Localização e Recurso Solar; *Layout* do Sistema Fotovoltaico; Perdas; Custos do Sistema Fotovoltaico; Consumo de Energia da Unidade Consumidora; e Tarifas de Energia Elétrica da Unidade Consumidora.

Dessa forma, pretende-se analisar a contribuição financeira do sistema de geração distribuída nas faturas elétricas do sistema atual, bem como avalia a viabilidade econômica desse investimento e os índices de desempenho desse sistema de geração distribuída.

3.1 Localização e Recurso Solar

A localização da usina solar fotovoltaica possui latitude de $15^{\circ}46'30,4''S$ ($-15,7728^{\circ}$) e longitude de $47^{\circ}55'04,8''O$ ($-47,9137^{\circ}$) e os dados meteorológicos foram obtidos da Estação ID 867150 ISD-TMYx (*US NOAA's Integrated Surface Database*) está posicionada na latitude $-15,7894^{\circ}$ e longitude $-47,9256^{\circ}$. Foram utilizados os seguintes valores quanto ao recurso solar nas simulações, os quais foram obtidos pelos dados fornecidos pela estação meteorológica supracitada: Irradiação global horizontal de $5,78 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ (Irradiância global horizontal de $240,8 \text{ W/m}^2/\text{mês}$), irradiação direta de $4,92 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ (irradiância direta de $205 \text{ W/m}^2/\text{mês}$), irradiação difusa de $2,26 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, temperatura média de $21,4^{\circ}\text{C}$ e velocidade média do vento de $2,6 \text{ m/s}$. A Fig. 2 ilustra as irradiâncias (W/m^2), global horizontal e direta, média mensais fornecida pela estação meteorológica durante o ano. Os módulos FV foram posicionados a um desvio azimutal de 18° e com inclinação de 17° em relação ao plano horizontal.



Figura 2 – Gráfico de Irradiâncias Global Horizontal e Direta médias mensais fornecidas pela estação meteorológica.

3.2 *Layout* do Sistema (UFV)

O *layout* do sistema é composto por 2 transformadores, 23 UCPs, com uma média de 9 a 10 séries fotovoltaicas por UCP, com 26 ou 28 módulos FV para cada série FV, totalizando 6.086 módulos fotovoltaicos, conforme o diagrama unifilar da Fig. 3.

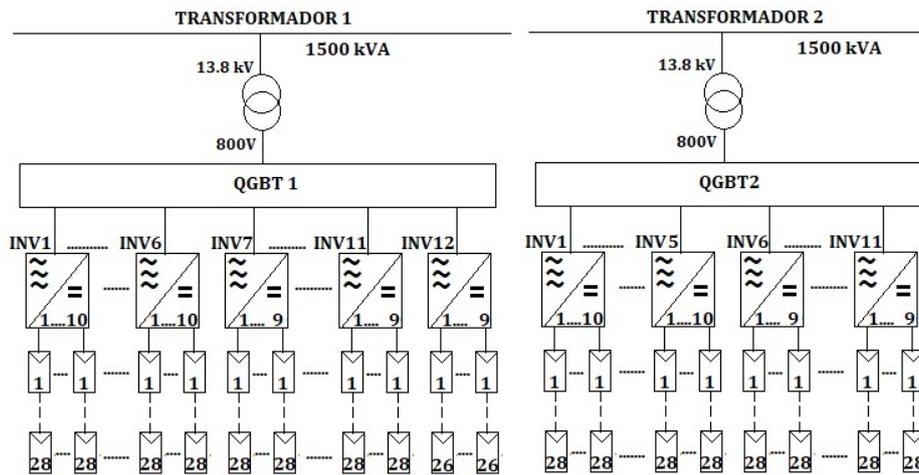


Figura 3 – Diagrama unifilar do Sistema Simplificado.

3.3 Perdas

Conforme a Fig. 4, foram consideradas as seguintes perdas do sistema, sendo as perdas devidas ao acúmulo de poeira e o desvio do módulo fotovoltaico das condições de teste padrão, as mais significativas.

A Tab. 1 foi obtida calculando-se a queda de tensão no cabeamento CA do projeto apresentado pela empresa. A norma NBR 5410 fixa o limite máximo admissível de queda de tensão nas instalações alimentadas por transformador/subestação própria em 7%. Além disso, nos circuitos terminais, este limiar é de 4%. Verifica-se que todos os valores de quedas de tensão estão dentro da faixa estipulada na normatização, uma vez que todos os trechos que ligam os inversores à subestação (circuitos terminais) estão abaixo do limiar de 4%.



Figura 4 – Perdas do Sistema.

Tabela 1 – Quedas de tensão - CA.

Circuito	Seção transversal	Comprimento até a subestação	Queda de Tensão
Inv.01 - QGBT-1	120 mm ²	168,80 m	0,86 %
Inv.02 - QGBT-1		235,14 m	1,51 %
Inv.03 - QGBT-1		266,45 m	1,71 %
Inv.04 - QGBT-1		223,05 m	1,43 %
Inv.05 - QGBT-1		236,05 m	1,52 %
Inv.06 - QGBT-1		242,14 m	1,56 %
Inv.07 - QGBT-1		248,29 m	1,60 %
Inv.08 - QGBT-1		260,82 m	1,68 %
Inv.09 - QGBT-1		273,34 m	1,76 %
Inv.10 - QGBT-1		285,79 m	1,84 %
Inv.11 - QGBT-1		292,29 m	1,88 %
Inv.12 - QGBT-1		310,73 m	2,00 %
Inv.01- QGBT-2	95 mm ²	19,55 m	0,13 %
Inv.02- QGBT-2		28,66 m	0,18 %
Inv.03- QGBT-2		45,78 m	0,29 %
Inv.04- QGBT-2		59,23 m	0,38 %

Inv.05- QGBT-2		67,60 m	0,43 %
Inv.06- QGBT-2		75,40 m	0,48 %
Inv.07- QGBT-2		88,89 m	0,57 %
Inv.08- QGBT-2		110,45 m	0,71 %
Inv.09- QGBT-2		154,30 m	0,99 %
Inv.10- QGBT-2		145,47 m	0,94 %
Inv.11- QGBT-2		178,50 m	1,15 %

3.4 Custos do Sistema (UFV)

O custo total do investimento foi de \$2.554.617,75 dólares, conforme ilustrado na Tab. 2 que é composta dos serviços necessários para a execução do projeto. Os maiores custos são devido ao fornecimento das UCP e módulos fotovoltaicos, correspondendo a 81,59% do total.

Tabela 2 – Custo total do investimento.

Serviços (material e mão de obra)	Valor	Porcentagem
Aprovação de projeto de GD junto à concessionária	\$ 15.547,68	0,61 %
Serviços auxiliares, administrativos e diversos	\$ 37.119,66	1,45 %
Limpeza do terreno com remoção de camada vegetal	\$ 1.620,00	0,06 %
Canteiro de obras	\$ 5.356,51	0,21 %
Movimento de terra	\$ 58.818,91	2,30 %
Fundações dos módulos FV	\$ 19.797,90	0,77 %
Rede de baixa tensão CA e CC	\$ 174.430,18	6,83 %
Rede de média tensão e subestação	\$ 65.617,51	2,57 %
Sistema de aterramento	\$ 10.965,90	0,43 %
Comissionamento e monitoramento remoto	\$ 19.918,48	0,78 %
Urbanização	\$ 61.157,71	2,39 %
Fornecimento dos inversores e módulos fotovoltaicos	\$ 2.084.267,31	81,59 %
Total	\$ 2.554.617,75	100 %

3.5 Consumo de Energia da Unidade Consumidora

Pode-se observar, conforme as Tab. 3 e Tab. 4, que o consumo anual da carga apresenta o valor de 9.584.838 kWh e que o gasto anual das faturas elétricas dessa carga é de \$ 1.316.546,24. Observa-se que esses valores são para a situação sem o gerador fotovoltaico e que, pretende-se reduzir, após a instalação, a fatura do consumo de energia em cerca de 50%.

Tabela 3 – Valores consumidos pela carga elétrica.

Meses	Consumo ponta	Consumo fora ponta	Consumo total	
Período úmido	dez/18	42.555 kWh	683.549 kWh	726.104 kWh
	jan/19	50.477 kWh	724.168 kWh	774.645 kWh
	fev/19	53.201 kWh	804.678 kWh	857.879 kWh
	mar/19	48.326 kWh	774.267 kWh	822.593 kWh
	abr/18	52.451 kWh	783.784 kWh	836.235 kWh
Período seco	mai/19	48.925 kWh	725.249 kWh	774.174 kWh
	jun/19	52.625 kWh	777.942 kWh	830.567 kWh
	jul/19	51.917 kWh	757.104 kWh	809.021 kWh
	ago/19	52.145 kWh	766.316 kWh	818.461 kWh
	set/19	52.022 kWh	772.383 kWh	824.405 kWh
	out/19	50.317 kWh	503.647 kWh	553.964 kWh
	nov/19	58.539 kWh	898.251 kWh	956.790 kWh
Consumo total			9.584.838 kWh	

Tabela 4 – Valores de demanda e fatura de energia elétrica.

Meses		Demanda ponta	Demanda fora ponta	Fatura elétrica
Período úmido	dez/18	940 kW	3325 kW	\$ 93.497,95
	jan/19	1121 kW	3732 kW	\$ 102.516,46
	fev/19	1060 kW	3732 kW	\$ 112.910,91
	mar/19	1129 kW	3786 kW	\$ 110.727,02
	abr/18	1295 kW	3494 kW	\$ 118.496,21
Período seco	mai/19	1152 kW	3372 kW	\$ 107.477,39
	jun/19	1229 kW	3318 kW	\$ 116.839,70
	jul/19	1152 kW	3000 kW	\$ 108.899,20
	ago/19	1160 kW	3000 kW	\$ 113.065,95
	set/19	1167 kW	3000 kW	\$ 119.509,46
	out/19	1321 kW	3940 kW	\$ 85.864,17
	nov/19	1444 kW	4317 kW	\$ 126.741,82
Valor anual				\$ 1.316.546,24

3.6 Tarifas de Energia Elétrica da Unidade Consumidora

Os valores tarifários de consumo ponta e fora ponta (\$/kWh), bem como de demanda ponta e fora ponta (\$/kW) da concessionária para os meses de referência estão apresentados abaixo na Tab.5.

Tabela 5 – Valores tarifários de consumo e demanda.

Meses	Consumo ponta	Consumo fora ponta	Demanda ponta	Demanda fora ponta
dez/18	0.163 \$/kWh	0.111 \$/kWh	4.590 \$/kWh	1.424 \$/kWh
jan/19-fev/19	0.162 \$/kWh	0.109 \$/kWh	4.590 \$/kWh	1.424 \$/kWh
mar/19-abr/19	0.164 \$/kWh	0.111 \$/kWh	5.392 \$/kWh	1.877 \$/kWh
mai/19-jun/19	0.164 \$/kWh	0.112 \$/kWh	6.151 \$/kWh	2.315 \$/kWh
jul/19-ago/19	0.165 \$/kWh	0.113 \$/kWh	6.124 \$/kWh	2.305 \$/kWh
set/out/nov/19	0.168 \$/kWh	0.117 \$/kWh	6.158 \$/kWh	2.324 \$/kWh
Média	0.165 \$/kWh	0.113 \$/kWh	5.632 \$/kWh	2.020 \$/kWh

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após as simulações efetuadas no software SAM com os dados de entrada explicados anteriormente, foi possível obter a análise de desempenho da usina de geração distribuída por meio da Tab. 6.

Tabela 6 – Quadro Resumo dos Resultados.

Parâmetros de Desempenho Técnicos e Econômicos	Valores
Energia anual (1º ano)	4.774.324 kWh
Fator de capacidade (FC)	19,7%
Rendimento de energia - Produtividade	1.722 kWh/kWp
Custo nivelado de energia (LCOE)	3,77¢/kWh
Taxa de desempenho	0,81
Faturas elétricas sem o sistema (1º ano)	\$ 1.316.546
Faturas elétricas com o sistema (1º ano)	\$ 763.236
Período de retorno do investimento	4,4 anos
Custo do investimento UFV	\$ 2.554.618

4.1 Análise dos Resultados Técnicos

A energia total anual produzida pela usina fotovoltaica, durante o primeiro ano, é de 4.774.324 kWh, enquanto a energia total anual consumida é de 9.584.838 kWh. Dessa forma, a energia produzida pela usina representa cerca de 49,81% da energia anual solicitada pela carga. Assim, sugerem-se duas possíveis opções para que a energia produzida pela minigeração fotovoltaica represente 99,98% da energia anual solicitada pela carga. Vale ressaltar, que mesmo com essas duas soluções de anular o consumo de energia pago para a concessionária, o consumidor ainda deverá desembolsar

o valor cobrado pela demanda contratada do sistema que, atualmente, é de 3.000 kW. Dependendo da necessidade do cliente, esse valor de demanda contratada poderá ser revisado junto à concessionária e reajustado em contrato, se for o caso.

A primeira opção, seria a expansão da usina atual, ou seja, ampliação da capacidade instalada do sistema existente. Em simulações realizadas no SAM, se a usina fosse de 5.570 kWp (para o lado CC), correspondendo a 4.600 kW de potência instalada no lado CA (dentro do limite superior de 5000kW para a minigeração), constituída de 12.224 módulos fotovoltaicos, ela supriria 99,98% do consumo anual solicitado pela carga, sendo essa concentrada no horário fora de ponta.

A segunda solução é a construção de uma usina que se adeque à modalidade de autoconsumo remoto, caso não haja condições locais de suporte e ampliação do sistema em instalação. O autoconsumo remoto viabiliza que os créditos de energia gerados por um sistema fotovoltaico em um determinado sistema de geração distribuída, possam ser usados para compensar o consumo da conta de energia da unidade consumidora em análise, mesmo que sejam em locais diferentes. Para que isso seja possível, é necessário que as unidades estejam na mesma área de concessão da distribuidora, e contanto que as unidades consumidoras apresentem a mesma titularidade (pessoa física ou pessoa jurídica) nas contas de energia, em conformidade com a REN 687/2015 (ANEEL, 2015).

A Tab. 7 apresenta o comparativo dos índices de desempenho da usina deste estudo de 2.760 kWp e outros dois sistemas de minigeração: Usina de 1.081 kWp em Florianópolis-SC (Costa, 2021) e Usina de 171,6 kWp em Floriano-PI (Lima, 2018). Observa-se que, o fator de capacidade da usina desse estudo, em instalação em Brasília, é de 19,7%, representando o melhor desempenho quando comparado às demais. De acordo com o Boletim Mensal de Geração Solar Distribuída do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2021), o valor médio do fator de capacidade verificado das usinas fotovoltaicas foi de 22,2%. Desta forma, o valor obtido pela simulação está coerente.

O rendimento de energia/produtividade da usina (Y_f) é de 1.722 kWh/kWp, apresentando o maior valor dos três sistemas e um índice bastante expressivo entre a energia anual líquida CA entregue pelo sistema fotovoltaico no primeiro ano e a potência de pico CC da usina. Através desse índice de desempenho é possível realizar a comparação de sistemas que possuem geradores de diferentes potências de pico, uma vez que normaliza a energia injetada na rede em relação à potência nominal do gerador FV (TELES, 2017). As diferenças que ocorrem podem ser justificadas pelas condições de instalação, eficiência dos inversores e pela própria natureza do recurso solar, a qual sofre variações climáticas significativas ao longo do dia, como a presença de nebulosidade, fazendo com que um SFVCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica) seja capaz de operar em sua potência nominal durante poucas horas (ALMEIDA, 2012).

A taxa de desempenho (*Performance Ratio* - PR) da usina é de 81%. Ou seja, a usina possui um total de 19% de perdas geradas por diversas causas, as quais foram consideradas no software SAM. Cabe ressaltar que o acúmulo de poeira e o desvio do módulo fotovoltaico das condições de teste padrão são as mais significativas. Segundo (REICH, 2012), as eficiências dos componentes dos sistemas fotovoltaicos aumentaram continuamente nas últimas décadas, trazendo como uma melhora considerável no desempenho dos sistemas. Os intervalos típicos da PR subiram de 50% para 75% no final da década de 1980 e 70– 80% nos anos 90 para valores maiores que 80% atualmente, tornando o valor simulado compatível.

Tabela 7 – Comparativo de desempenho de três sistemas de minigeração fotovoltaica.

Topologia	Potência nominal	Fator de capacidade-FC	Taxa de desempenho-PR	Produtividade-Y _f	LCOE
UFV Brasília-DF	2.760 kWp	19,70 %	81,0 %	1.722 kWh/kWp	3,77 ¢/kWh
UFV Florianópolis-SC	1.081 kWp	15,41 %	78,9 %	1.352 kWh/kWp	4,17 ¢/kWh
UFV Floriano-PI	171,6 kWp	17,13 %	74,0 %	1.493 kWh/kWp	6,62 ¢/kWh

4.2 Análise dos Resultados Econômicos

O LCOE da usina do presente estudo é de 3,77 ¢/kWh, apresentando o melhor custo-benefício quando comparado às 3 usinas fotovoltaicas do Piauí e de Santa Catarina, correspondendo a uma proporção entre o custo total da usina e a energia total produzida ao longo de sua vida útil de, aproximadamente, 25 anos.

O gasto anual com as faturas do sistema elétrico após a implementação de geração distribuída, a partir da usina fotovoltaica de 2.760 kWp, será de \$ 763.236, enquanto o gasto anual sem a geração distribuída é de \$ 1.316.546. O que corresponde a uma redução do gasto anual no primeiro ano de 42,03%, após a implementação do sistema fotovoltaico.

A Fig.5 representa o consumo mensal de energia do cliente desse estudo, com média de 798.736,50 kWh/mês, e a energia produzida pelo sistema de geração distribuída, com média de 397.860,33 kWh/mês.

A Tab. 8 ilustra o comparativo dos gastos anuais de consumo e de demanda entre o sistema original sem a geração distribuída, com a usina fotovoltaica de 2.760 kWp do estudo e com a usina fictícia para atender a cerca de 99% do consumo, de 5.570 kWp. Pode-se observar pelo comparativo apresentado nessa tabela, que mesmo com a redução de 49,81% do consumo anual solicitado pela carga, após a instalação da usina de 2.760 kWp, a redução anual das faturas será de 42,03% devido ao valor fixo de \$ 206.903, correspondente ao custo anual da demanda contratada. Esse valor sempre será cobrado, mesmo com a construção da usina fictícia que atenderia cerca de 99% do consumo. Por fim, tem-

se que o período de retorno econômico (*payback*) previsto nas simulações do sistema em análise deste investimento é de 4,4 anos, enquanto que para a usina fictícia seria de 4,9 anos.

Tabela 8 – Comparativo de três topologias do sistema.

Topologia	Consumo anual	Gasto do consumo anual	Gasto da Demanda anual	Redução anual das faturas
Sem UFV	9.584.838 kWh	\$ 1.109.643	\$ 206.903	0 %
Com UFV 2760 kWp	4.810.514 kWh	\$ 556.333	\$ 206.903	42,03 %
Com UFV 5570 kWp	1.917 kWh	\$ 222	\$ 206.903	84,27 %

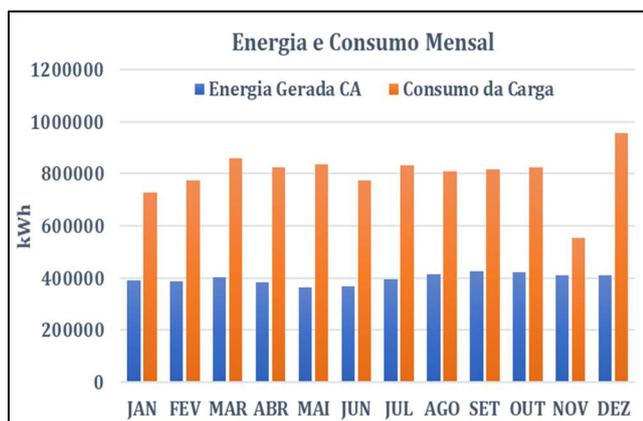


Figura 5 – Comparativo da energia produzida pela usina e da energia consumida pela carga.

5. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Diante do exposto, pôde-se observar a contribuição econômica do sistema de geração distribuída nas faturas elétricas do sistema atual com uma redução do gasto anual médio de 42,03%. Além disso, o período de *payback* do investimento será de 4,4 anos, no intervalo avaliado pelas simulações de 25 anos, período equivalente à vida útil dos módulos fotovoltaicos, em que os fabricantes garantem que esses gerarão até 80% da potência nominal instalada.

Para que grande parte do consumo anual solicitado pela carga, seja suprido pela energia gerada no sistema de minigeração distribuída, a usina fotovoltaica deverá passar por uma ampliação da capacidade instalada do sistema existente, de forma, a totalizar 5.570 kWp, correspondendo a 4.600 kW de potência instalada no lado CA, se forem utilizadas as mesmas potências dos inversores selecionados (dentro do limite superior de 5000kW da minigeração), constituída de 12.224 módulos fotovoltaicos, equivalente a 99,98% do consumo anual, representando 97,98% do consumo abatido após o fator de ajuste da compensação de créditos do horário fora de ponta para ponta. Vale ressaltar, que mesmo com essa solução de, praticamente, anular o consumo de energia pago para a concessionária, o consumidor ainda deverá desembolsar o valor fixo cobrado pela demanda contratada do sistema que, atualmente, é de 3.000 kW para o horário fora de ponta e 940 kW para o horário de ponta. Para o período de referência, o valor médio mensal pela demanda contratada foi de \$ 17.241,90. Dependendo da necessidade do cliente, esse valor de demanda contratada poderá ser revisado junto à concessionária e reajustado em contrato, se for o caso.

Ademais, tendo em vista que a usina fotovoltaica de 2.760 kWp reduzirá o consumo de energia solicitado pela carga em torno de 50% e que o horário de expediente da unidade consumidora em questão é das 08h às 17h, ou seja, consumo dentro do horário fora de ponta, conclui-se que não haverá energia líquida excedente injetada na rede no horário fora de ponta para ser abatida, com respectivo fator de ajuste, para o horário de ponta.

Com este estudo, foi possível alcançar uma melhor compreensão das condições que afetam o desempenho e a operação de um sistema fotovoltaico de geração distribuída, como por exemplo: investimento necessário para a instalação do sistema; energia gerada; tarifa e impostos sobre a energia elétrica convencional; energia injetada na rede elétrica e as características do sistema de geração distribuída. Dessa forma, trará mais segurança e confiabilidade para que surjam novos investidores, de órgãos públicos ou privados, de sistemas fotovoltaicos de micro ou minigeração instalados e conectados à rede, contribuindo para que a energia solar se torne mais significativa na matriz energética brasileira.

Como sugestão de trabalhos futuros, evidencia-se a necessidade de uma análise mais profunda das características de operação de um sistema fotovoltaico, desde seu projeto até sua execução, com objetivo de otimizar a energia entregue ao consumidor. Sugere-se comparar os valores teóricos obtidos a partir das simulações no SAM com os valores a serem medidos após a implementação da usina fotovoltaica por um período mínimo de 1 ano, de modo a avaliar possíveis discrepâncias que podem ocorrer entre eles.

Agradecimentos

Ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da UnB, pela chance de ingresso no programa e incentivo ao conhecimento. Ao Exército Brasileiro, em especial à Diretoria de Obras Militares, pela oportunidade de pesquisa com a usina fotovoltaica de 2.760 kWp, em busca de aperfeiçoamento de nossos projetos e obras.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica. Geração Distribuída, 2021. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acessado em 14/08/2021.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019. “Capacidade de geração do Brasil “. Banco de Informações de Geração. Greener. “Distributed generation solar photovoltaic market“. [S.l.], 2nd quarter 2019.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução Normativa nº 482“. ANEEL – Brasília, 2012.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução Normativa nº 687“. ANEEL – Brasília, 2015.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução Normativa nº 956“. ANEEL – Brasília, 2021.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução Normativa nº 1.000“. ANEEL – Brasília, 2021.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. “Sistema de Compensação de Energia Elétrica de Micro e Minigeração Distribuída “. ANEEL – Brasília, 2016.
- Almeida, M. P. Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2012.
- Bloomberg New Energy Finance, 2018. “Climatescope 2018“. Reino Unido: Bloomberg NEF.
- Climate One Building Org, 2021. Acesso em março de 2021. Disponível em http://climate.onebuilding.org/WMO_Region_3_South_America/BRA_Brazil/index.html.
- Costa, L. P. Avaliação da Viabilidade Técnica e Financeira da Minigeração Solar Fotovoltaica de 1 MWp na Fazenda da Ressacada II da Universidade Federal de Santa Catarina. p. 61 (Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2021.
- Datasheet Módulo Monocristalino TSM-455DE17M (II). Trina Solar, 2019.
- Datasheet UCP SUN2000-100KTL-H1. Huawei, 2018.
- International Electrotechnical Commission. IEC nº 61724, 1998. “Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis”.
- Lei nº 14.300. “Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)”, 6 de janeiro de 2022.
- Lima, J. B. “Análise Comparativa de Performance entre Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede instalados no Piauí e na Europa através de Índices De Mérito”, VII CBENS, Gramado, 2018.
- Ministério de Minas e Energia, 2019. “Balanço energético nacional 2019“. Rio de Janeiro, Empresa de Pesquisas Energéticas.
- National Renewable Energy Laboratory, NREL, 2021. “System Advisor Model, SAM”. Disponível em <<https://sam.nrel.gov/>>. Acessado em 12/01/2021.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021. “Boletim Mensal de Geração Solar“. ONS – Brasília, abril.
- Reich, N. H.; Mueller, B.; Armbruster, A.; Van Sark, W. G.; Kiefer, K., & Reise, C. Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 20, n. 6, p. 717-726, 2012.
- Santiago, J. V. A., 2019. “O mercado emergente de energia solar fotovoltaica no Brasil entre 2012 e 2018: avanços, desafios e perspectivas, “Ribeirão Preto: USP.
- Solar Power Europe, 2019. “Global Market outlook: For solar power 2019-2023“. Bruxelas, Bélgica.
- Solar Power Europe, 2021. “Global Market outlook: For solar power 2021-2025“. Bruxelas, Bélgica.
- Teles, M. B. Avaliação operacional das diferentes arquiteturas de interligação de geradores fotovoltaicos à rede elétrica de baixa tensão. 2017. 163 p. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará. Belém, 2017.

COMPUTACIONAL STUDY OF A MEDIUM VOLTAGE CONSUMER UNIT AFTER DEPLOYMENT OF DISTRIBUTED MINI-GENERATION FROM A 2760 kWp PHOTOVOLTAIC PLANTS

Abstract. *The increase in investments around the world in the diversification of the energy matrix based on renewable energy sources, brought the expansion of the installed capacity of distributed generation (DG) over the years. In Brazil, the main sources of DG are photovoltaic and wind generation. With the decrease in the prices of photovoltaic modules and Power Conditioning Units (PCU) for the generation of photovoltaic energy and the application of an adequate energy policy, the country has attracted public and private investments for the use of solar energy. Thus, the present work conducts a study on the economic contribution of a medium voltage electrical system after the implementation of distributed mini-generation from a 2,760 kWp photovoltaic plant, as well as evaluating its technical parameters. After running computer simulations using NREL's SAM software, with the distributed mini-generation in question, the consumer had a reduction in annual spending for the first year of 42.03%. In addition, the annual result obtained by simulation is 4,774 MWh of energy, a capacity factor (CF) of 19.7% and a leveled energy cost (LCOE) of 3.77¢/kWh.*

Key words: *Economic Analysis, Distributed Generation, Energy Pricing.*