



ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA E TÉCNICA PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM UNIDADES CONSUMIDORAS DO TRIBUNAL DE JUSTIÇA DO ESTADO DE GOIÁS

José Eduardo Stort Fernandes*¹, Arquimedes Lopes da Silva², Fernando Nunes Belchior³

¹TJGO – Tribunal de Justiça do Estado de Goiás

²IFG – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

³UFG – Universidade Federal de Goiás

Resumo - Este artigo tem como objetivo o estudo da viabilidade econômica e técnica da implantação da geração de energia através de placas fotovoltaicas (FVs) *on grid* nos variados perfis de unidades consumidoras (UCs) pertencentes ao Tribunal de Justiça do Estado de Goiás (TJGO). Foi realizado um estudo de viabilidade para instalação desse sistema tomando-se como referência a amostra de 134 prédios pertencentes ao TJGO, onde se tornou imperativo o agrupamento de UCs com mesma modalidade tarifária. A amostra foi dividida em três grupos e partindo dessa premissa foram analisados critérios de viabilidade econômica e critérios de viabilidade técnica. Após análise chegou-se a um total de 43 prédios do TJGO que possuíam viabilidade de receber os sistemas FVs, cuja potência instalada poderá chegar a 3,11 MWp. Foi observado que UCs com faturamento em baixa tensão possuem melhor viabilidade econômica para implantação do sistema.

Palavras-Chave - análise técnica e financeira, ANEEL, dimensionamento, geração fotovoltaica, tarifação.

ANALYSIS OF ECONOMIC AND TECHNICAL VIABILITY FOR THE IMPLEMENTATION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN CONSUMER UNITS OF THE COURT OF JUSTICE OF THE STATE OF GOIÁS

Abstract - This article aims to study the economic and technical feasibility of implementing photovoltaic energy generation on grid in the various profiles of consumer units belonging to the Court of Justice of the State of Goiás. A feasibility study was carried out to install this system, taking as a reference the sample of 134 buildings belonging to the Court, where it was imperative to group consumer units with the same tariff modality. The sample was divided into three groups and based on this premise, criteria of economic and technical viability were analyzed. After analysis, a total of 43 consumer unit buildings were

* joseeduardo.stort@gmail.com

reached, which were feasible to receive photovoltaic systems, whose installed capacity could reach 3.11 MWp. It was observed that installations with low voltage billing have better economic viability for implementing the system.

Keywords – ANEEL, photovoltaic generation, pricing, tariff modality, technical and financial analysis.

I. INTRODUÇÃO

No Brasil, a matriz energética é composta em sua maior parte por hidrelétricas, entretanto nos últimos anos houve um crescimento de geração de eletricidade por meio de outras fontes renováveis. Um dos motivos para esta diversificação ocorreu com a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabeleceu as regras de geração distribuída no Brasil. Entre 2016 e 2018, a capacidade instalada no Brasil pulou de 0,1% para 1,4% de toda a matriz energética nacional [1].

Essa normativa permitiu a instalação de SFs (sistemas fotovoltaicos) em UCs do grupo A (alta tensão – AT) e do grupo B (baixa tensão – BT). Apesar de sua contribuição na matriz energética ainda ser pequena, a geração de eletricidade por módulos fotovoltaicos vem ganhando atenção devido à quantidade de irradiação solar incidente no país, e vem apresentando crescimento contínuo devido a quedas nos custos dos equipamentos usados em usinas [2].

O objetivo desse estudo é analisar a viabilidade financeira para implantação de sistemas FVs nos prédios do TJGO. Será analisada uma amostra de 134 unidades judiciárias que possuem diferentes modalidades de tarifação. A partir dos resultados obtidos, serão selecionadas as unidades que apresentarem maior viabilidade técnica para receber o sistema após a aplicação de critérios limitadores.

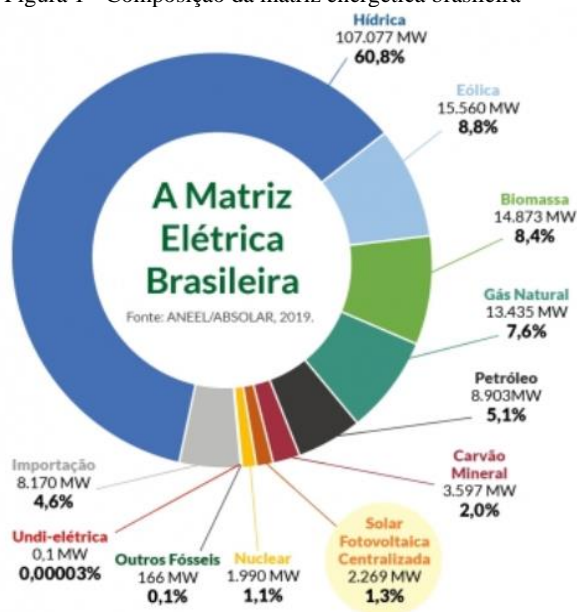
Outra finalidade desse trabalho é analisar a partir das definições da REN nº 482/2012 ANEEL [3], como a modalidade tarifária pode interferir na viabilidade econômica da implantação de sistemas FVs.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A. A matriz energética brasileira

A matriz energética brasileira, em sua maior parte é composta por usinas hidrelétricas, sendo responsáveis por mais de 60% da geração nacional, seguidas pela geração eólica com 8,8%, e logo após a geração a partir da biomassa ocupa 8,4% da matriz, e posteriormente a geração a partir de gás natural, que ocupa 7,6% da matriz, conforme indicado pela Figura 1 [4].

Figura 1 - Composição da matriz energética brasileira



A geração solar fotovoltaica de usinas centralizadas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) tem uma participação de apenas 1,3% da matriz energética brasileira. No Brasil, a previsão de investimentos privados em empreendimentos de usinas fotovoltaicas centralizadas é de R\$21,3 bilhões até 2022 [4].

Quanto à microgeração e minigeração distribuídas, a fonte solar fotovoltaica lidera o segmento, tendo uma parcela de 77% em maio de 2018 [4] e sempre mantendo uma tendência de crescimento.

B. Geração distribuída

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de energia de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. Esses geradores podem ser conectados à rede elétrica *on grid* ou isolados *off grid* [5].

A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes renováveis [2].

C. Sistema de compensação de energia elétrica

A REN nº 482/2012 ANEEL [3] define o sistema de compensação de energia elétrica para sistemas *on grid*, onde o

consumidor pode, além de gerar sua própria energia, fornecer o excedente para a rede de distribuição local em forma de créditos válidos por até 60 meses. Os créditos são utilizados para abater o consumo na fatura dos meses subsequentes ou serem deduzidos de outra UC inserida na mesma área de atuação da concessionária.

Os consumidores que podem aderir ao sistema de compensação de energia são classificados da seguinte forma: múltiplas UCs, geração compartilhada e autoconsumo remoto [3].

O autoconsumo remoto é modalidade de compensação que mais se enquadra à realidade do TJGO. O autoconsumo remoto é caracterizado por UCs de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua UC com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das UCs, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada [2].

Assim, caso haja excedente de produção de energia em alguma unidade judiciária com sistema FV, esse saldo poderá ser aproveitado em outra Comarca, desde que ambas estejam inscritas sob o mesmo número do Castrado Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ).

D. Princípio de funcionamento de Sistemas FVs *on grid*

O SF conectado à rede ou sistema *on grid* consiste em um conjunto de equipamentos capazes de transformar luz solar em energia elétrica e injetá-la direto na rede de distribuição da concessionária [5].

A geração de energia se inicia quando a luz solar incide sobre a superfície das placas fazendo com que, através do efeito fotovoltaico, surja uma corrente contínua e uma tensão elétrica em seus terminais. Posteriormente essa energia é direcionada ao inversor solar, e após ser convertida em corrente alternada, é conduzida ao quadro elétrico geral da edificação para o uso dentro da instalação com o excedente sendo injetado na rede em forma de créditos de consumo [5].

Ao fim de cada ciclo de faturamento, a concessionária faz a computação do montante injetado e do requerido da rede através do medidor bidirecional e emite a fatura referente àquela UC.

III. METODOLOGIA

A. Critérios de viabilidade econômica

Para avaliar a viabilidade da adoção do sistema FV foram considerados dois aspectos, o custo da energia produzida por esse sistema e o custo da energia fornecida pela concessionária local [6].

O custo da energia produzida foi calculado com base no valor do kWp instalado, que foi estimado em R\$ 4.218,09, conforme pesquisa realizada no site Banco de Preços, onde há um banco de dados desenvolvido para auxiliar em todas as fases das contratações públicas.

Para o cálculo desse custo foram consideradas também as despesas com operação e manutenção, sendo 0,1% a.a. (ao ano) para o primeiro ano e um reajuste 4% a.a. para os demais anos. Esse gasto com manutenção está relacionado principalmente a limpezas periódicas dos módulos para um melhor aproveitamento da irradiação solar.

Ademais, foi estimada uma redução de 20% da eficiência do sistema durante o tempo total de vida útil, provocada pela degradação natural dos painéis.

Já o custo da energia fornecida pela concessionária local foi calculado de acordo com a modalidade tarifária de cada uma das 134 UCs, considerando um reajuste tarifário de 8% a.a.

Para o cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Valor Presente Líquido (VPL) foi considerado uma vida útil do sistema de 25 anos [16].

O valor de um projeto é baseado em sua capacidade de gerar fluxos de caixa futuros, ou seja, na capacidade de gerar renda econômica. Assim sendo, as alternativas de investimento podem ser comparadas somente se as consequências monetárias forem medidas em um ponto comum no tempo. Isso significa que todas as operações matemáticas envolvendo dinheiro devem ser feitas numa mesma base de tempo, levando em consideração suas correções monetárias [7].

1) *Tarifação*

A tarifa de energia elétrica no Brasil é calculada considerando variados fatores, como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, bem como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado [2].

Para a implantação de SFs no TJGO foi utilizada uma amostra de 134 prédios, as quais foram divididas em 03 (três) grupos de mesma modalidade tarifária:

Grupo 01 – UCs do Grupo B (Baixa Tensão – Com entrada de energia sem transformador). Totalizando 40 (quarenta), com tarifação monômnia na modalidade convencional;

Grupo 02 – UCs do Grupo A (Alta Tensão – Com transformador de potência menor ou igual a 112,5 kVA), onde o TJGO pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B;

Grupo 03 – UCs do Grupo A (Alta Tensão – Com transformador com potência maior que 112,5 kVA). Totalizando 40 (quarenta), com tarifação binômnia horária na modalidade verde;

Essa divisão em grupos é essencial para o dimensionamento adequado do SF e está diretamente ligada à viabilidade econômica do projeto.

Para UCs do Grupo 03 foi calculado o fator de ajuste, resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (a componente TE – Tarifa de Energia) fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surge no posto fora de ponta [2].

2) *Taxa mínima de atratividade (TMA)*

A TMA é o indicador financeiro que representa o retorno mínimo esperado para um investimento. Ela é definida de acordo com a fonte de capital e a margem de lucro que se espera obter com o investimento [8].

Uma referência geral para a TMA é a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), que corresponde à taxa básica de juros da economia brasileira. Ela é administrada pelo Banco Central e influencia todas as taxas de juros dos empréstimos, financiamento e aplicações financeiras [9].

Para o estudo em questão foi considerada um TMA de 8,00% ao ano, superior à taxa Selic que se encontra no patamar 4,90% [10].

O objetivo de se adotar uma TMA superior à taxa Selic consiste em agregar conservadorismo ao projeto, uma vez que os recursos destinados para implantação dos sistemas FVs no TJGO advém dos cofres do poder público estadual.

3) *Valor presente líquido (VPL)*

O VPL é o método responsável por trazer todos os lançamentos do fluxo de caixa para a data zero usando como taxa de dedução uma TMA pré-definida. Dessa forma, tem-se o valor do dinheiro corrigido em função do tempo. Se o VPL for positivo, a proposta de investimento é atrativa, e quanto maior o valor positivo, mais atrativa é a proposta [11]. Matematicamente, o VPL é calculado através da equação 1:

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+TMA)^1} + \frac{FC_2}{(1+TMA)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TMA)^n} \quad (1)$$

Onde:

FC₀= fluxo de caixa do período zero

n= número de períodos

O *payback* simples é definido como sendo o número de períodos necessários para se recuperar o investimento inicial. Ao contrário do VPL, ele não considera a correção monetária ao longo do tempo.

Já o *payback* descontado é o período necessário para recuperar o investimento, avaliando-se os fluxos de caixa descontados, ou seja, considerando-se o valor do dinheiro no tempo.

Dessa forma, o *payback* descontado e o VPL tornaram-se ferramentas poderosas e eficientes na análise de viabilidade econômica desse projeto.

4) *Taxa interna de retorno (TIR)*

A TIR de um investimento é uma taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial. Em outras palavras, a (TIR) é a taxa de desconto faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento iguale-se a zero [12].

Antes de iniciar o projeto, foi feito um comparativo entre a TIR e a TMA, resultando em três cenários que foram analisados para determinar a viabilidade do investimento. São eles:

TIR<TMA - Inviável, pois o investimento não rentabilizará e ainda provocará prejuízos.

TIR=TMA - Inviável, pois mesmo não gerando prejuízo, não irá rentabilizar. Dessa forma, é mais vantajoso procurar outras aplicações financeiras com a uma taxa equivalente à TMA.

TIR>TMA – Viável, pois o investimento conseguirá se pagar com o tempo e gerará receita para o investidor.

B. Critérios de viabilidade técnica

O estudo de viabilidade técnica baseou-se na aplicação de critérios identificados como limitadores técnicos para implantação de sistemas FVs em telhados e coberturas existentes dos prédios do TJGO.

A motivação para instalação em telhados e coberturas existentes deveu-se principalmente ao fato de que são menos propícias a situações de sombreamento, são mais seguras contra contato de pessoas, objetos, animais e vandalismo, e, além disso, possuem estrutura de suporte mais simples, o que impacta no custo do kWp instalado.

Para cada uma das 134 UCs foram levantados os dados referentes à potência de geração, recurso solar disponível, área útil dos telhados, disponibilidade ou demanda e posteriormente foi dimensionado a potência do gerador FV.

Não menos importantes foram apuradas as características construtivas do local, dados geográficos, entre outros aspectos técnicos relevantes para o dimensionamento do sistema.

A área útil disponível da cobertura tornou-se condição decisiva para o dimensionamento dos sistemas, uma vez conhecido o modelo, potência e dimensão dos módulos.

1) Limitação de potência de geração

Consumidores do Grupo A são aqueles atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV (“alta tensão”). Consumidores do Grupo B são aqueles atendidos em tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV (“baixa tensão”) [13].

A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a UC onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 (§ 1º do art. 4º da REN 482/2012 ANEEL) [13].

Potência disponibilizada é a potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da UC, segundo os critérios estabelecidos e configurada com base nos seguintes parâmetros: a) UC do grupo A: a demanda contratada, expressa em kW; e b) UC do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da UC pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em kVA [13].

2) Recurso solar disponível

A medida de energia (kWh) incidente por unidade de superfície (m²) em um dado plano obtido durante um intervalo de tempo é chamada de irradiância, medida em kWh/m²/dia.

Como há uma forte linearidade entre produção de energia e a irradiação horária, este conceito pode ser estendido de uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m² (1000 kW/m²), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol local em questão, acumulada ao longo de um dado dia.

Mostra-se, na equação 2, um exemplo de cálculo do número de HSP para um caso em que a irradiação é de 6 kW/m².

$$HSP = \frac{6 [kWh/m^2]}{1 [kW/m^2]} = 6 [h/dia] \quad (2)$$

Para o dimensionamento dos geradores fotovoltaicos do TJGO foi utilizada a referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. A quantidade de HSP adotada foi de 4,9 horas,

próximo aos valores mínimos anuais do estado de Goiás [14].

3) Disponibilidade e demanda contratada

Para as unidades consumidoras do Grupo B com tarifação monômnia considerou-se o custo de disponibilidade da concessionária de acordo com o tipo de conexão local (monofásica, bifásica ou trifásica). Esse custo de disponibilidade pode ser entendido como uma taxa mínima de consumo de energia a ser paga para a concessionária local independente do consumo [15].

Já para unidades consumidoras do Grupo A com tarifação binômnia considerou-se a demanda contratada [18]. A potência instalada de microgeração e minigeração distribuídas deve ser igual ou inferior à demanda contratada pela unidade consumidora. Em caso de compensação total do consumo, UCs Grupo A pagam demanda e UCs do grupo B pagam taxa de disponibilidade [2].

4) Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O sistema FV foi dimensionado a partir da premissa da modalidade tarifária de cada uma das 134 UCs. O dimensionamento seguiu um fluxo de quatro etapas, conforme figura 2.

Para sistemas FV, bem ventilados e sem sombreamento, utiliza-se um valor típico de taxa de desempenho ou eficiência entre 70% e 80% [17]. Para o projeto do TJGO foi utilizado 75%. Este fator considera todas as perdas envolvidas em um sistema, como perdas devido à temperatura na superfície dos módulos, queda de tensão nos cabos e conectores, eficiência do inversor, acúmulo de sujeira sobre os módulos e sombreamento.

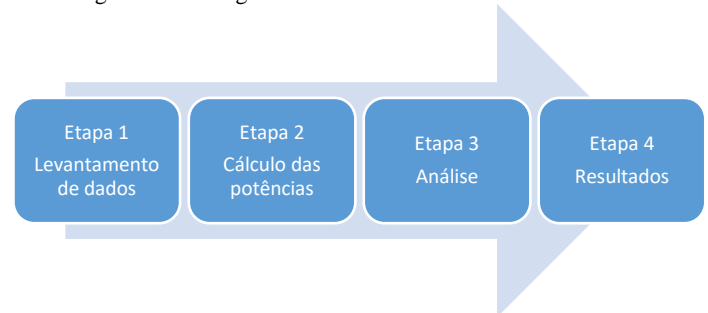
A potência do sistema fotovoltaico é calculada através da equação 3.

$$P_{FV} = \frac{E}{HSP_M \times TD} \quad (3)$$

Onde:

- P_{FV} - Potência de geração máxima do sistema FV, em kWp
- E - Consumo médio diário de energia pela UC, em kWh
- HSP_M - Média diária anual das HSP sobre o plano dos painéis, em horas
- TD - Taxa de desempenho do sistema

Figura 2 – Fluxograma do dimensionamento do sistema



C. Resumo dos dados utilizados para análise de viabilidade

Os principais dados utilizados no estudo de viabilidade técnica e econômica estão sintetizados na tabela 1.

Tabela 1 – Síntese dos dados utilizados no estudo de viabilidade

Dados sintetizados	
TMA – 8% a.a.	Disponibilidade (BT) em kWh
Investimento inicial em Reais (R\$)	Demanda Contratada (AT) em kW
R\$/kWp – R\$ 4.218,09 instalado	Tarifa elétrica e modalidade tarifária
Payback simples – em anos	Reajuste de tarifa elétrica – 8% a.a.
Payback descontado – em anos	Crescimento vegetativo do consumo - 5% a.a.
Valor do Negócio – em Reais (R\$)	Rendimento do sistema –75%
VPL – em Reais (R\$)	Potência do sistema FV – expresso em kWp
TIR – em porcentagem (%)	Período de análise – 25 anos
O&M – 1% a.a. e reajusto de 4% a.a.	Fator de ajuste – 0,6245

IV. RESULTADOS

A. Estudo de caso: Viabilidade financeira para diferentes perfis de unidades consumidoras

a) Caso 1 - Fórum da Comarca de Araçua

A tabela 2 apresenta os dados relativos à uma UC atendida em baixa tensão através de um ramal trifásico.

Tabela 2 – Dados e resultados do estudo de caso 1

Dados	Resultados
$P_{\text{máxima}} = 61 \text{ kWp}$	Payback simples – 6 anos
$P_{\text{sistema}} = 50 \text{ kWp}$	Payback descontado – 8 anos;
Disponibilidade = 100 kWh	Valor do Negócio – R\$
Área disponível = 1.181 m ²	768.707,29
TMA – 8,00 % a.a.	VPL – R\$ 557.802,96
Investimento – R\$ 210.904,33	TIR – 22%
	Viável

b) Caso 2 - Fórum da Comarca de Hidrolândia

Unidade consumidora atendida em alta tensão por meio de um transformador de 112,5kVA. Nessa unidade consumidora pode-se optar pelo faturamento pelo grupo B (baixa tensão).

Tabela 3 – Dados e resultados do estudo de caso 2

Dados	Resultados
$P_{\text{máxima}} = 106 \text{ kWp}$	Payback simples – 8 anos
$P_{\text{sistema}} = 84 \text{ kWp}$	Payback descontado – 10 anos;
Disponibilidade = 100 kWh	Valor do Negócio – R\$
Área disponível = 1.132 m ²	976.944,22
TMA – 8,00 % a.a.	VPL – R\$ 622.624,94
Investimento – R\$ 354.319,28	TIR – 18%
	Viável

c) Caso 3 - Fórum da Comarca de Ipameri

Unidade consumidora atendida em alta tensão por meio de um transformador de 225kVA. Não há opção de faturamento pelo faturamento pelo grupo B (baixa tensão).

c.1) Sem aumento de demanda contratada (65kW)

Tabela 4 – Dados e resultados do estudo de caso 3, sem aumento de demanda

Dados	Resultados
$P_{\text{máxima}} = 220 \text{ kWp}$	Payback simples – 7 anos
$P_{\text{sistema}} = 65 \text{ kWp}$	Payback descontado – 9 anos;
Demanda contratada = 65 kW	Valor do Negócio – R\$
Área disponível = 2.350 m ²	776.713,68
TMA – 8,00 % a.a.	VPL – R\$ 502.538,05
Investimento – R\$ 274.715,63	TIR – 19%
	Viável

c.2) Com aumento de demanda contratada (220kW)

Tabela 5 – Dados e resultados do estudo de caso 3, com aumento de demanda

Dados	Resultados
$P_{\text{máxima}} = 220 \text{ kWp}$	Payback simples – 11 anos
$P_{\text{sistema}} = 220 \text{ kWp}$	Payback descontado – 18 anos;
Demanda contratada = 220 kW	Valor do Negócio – R\$
Área disponível = 2.350 m ²	1.370.857,16
TMA – 8,00 % a.a.	VPL – R\$ 442.878,09
Investimento – R\$ 927.979,07	TIR – 11%
	Viável com ressalvas

d) Caso 4 – Goiânia estacionamento vertical do TJGO

Unidade consumidora atendida em alta tensão por meio de dois transformadores, totalizando 5,5MVA. Essa unidade consumidora não pode optar pelo faturamento pelo grupo B (baixa tensão).

Tabela 6 – Dados e resultados do estudo de caso 4

Dados	Resultados
$P_{\text{máxima}} = 1950 \text{ kWp}$	Payback simples – 7 anos
$P_{\text{sistema}} = 211 \text{ kWp}$	Payback descontado – 10 anos;
Demanda contratada = 1950 kW	Valor do Negócio – R\$
Área disponível = 2.838 m ²	1.370.857,16
TMA – 8,00 % a.a.	VPL – R\$ 1.613.290,79
Investimento – R\$ 890.016,29	TIR – 19%
	Viável

O resumo apresentado nas tabelas 2, 3, 4, 5 e 6 apresentaram resultados conforme o esperado, uma vez que a limitação da potência de geração para UCs faturadas em baixa tensão é menor que as UCs faturadas em alta. Ademais, é importante salientar que o aumento da demanda contratada em UCs faturadas em alta tensão, visando aumentar a potência instalada, deve ser analisado com critério. Observa-se na tabela 5 que a TIR ficou ligeiramente superior à TMA e por isso existiu viabilidade com ressalvas, diferentemente da tabela 4.

B. Resultado do estudo de viabilidade econômica e técnica

Após a aplicação dos critérios de viabilidade econômica e técnica a amostra de 134 unidades judiciárias foi reduzida para 43, sendo 18 pertencentes ao Grupo 01 (potência instalada de 812 kWp), 18 pertencentes ao Grupo 02 (potência instalada de 1441 kWp) e 7 pertencentes ao Grupo 03 (potência instalada de 857 kWp). A potência calculada dos sistemas resultou em 3,11 MWp.

Através das figuras 3, 4 e 5 pode-se observar mais claramente que a capacidade de geração, ou seja, a relação entre a produção e consumo, ficou acima de 1 para todas as UCs pertencentes aos Grupos 01 e 02. Já para o Grupo 03 apenas uma UC apresentou capacidade de geração acima de 1. Esse fato mostra que as UCs do Grupo 01 e 02 possuem capacidade de gerar excedentes de kWh com possibilidade de aproveitamento em outras Comarcas, o que não acontece com as UCs do Grupo 03.

O projeto como um todo apresentou os seguintes resultados: consumo 36.645,50 kWh, produção 16.821,79 kWh e capacidade de geração 0,46. A baixa capacidade de geração do projeto deve-se ao fato de que os prédios com maior consumo do TJGO estão inseridos dentro das 43 UCs selecionadas.

As três UCs de Goiânia (Fórum Cível, Criminal e TJ) respondem por 78,79% do total do consumo das 43 UCs selecionadas e são responsáveis por apenas 18,27% da geração.

Figura 3 – Capacidade de Geração, Grupo 01 – UC's do grupo B

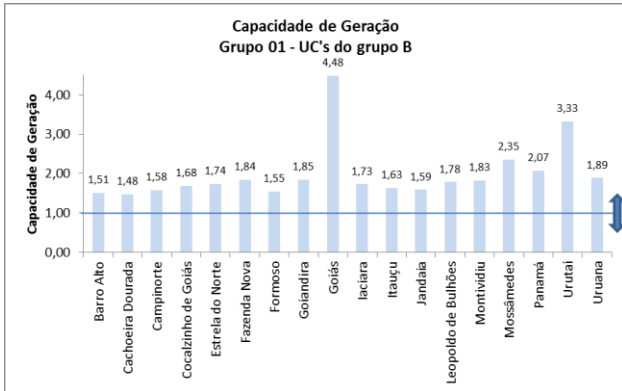


Figura 4 – Capacidade de Geração, Grupo 02 – UC's do grupo A

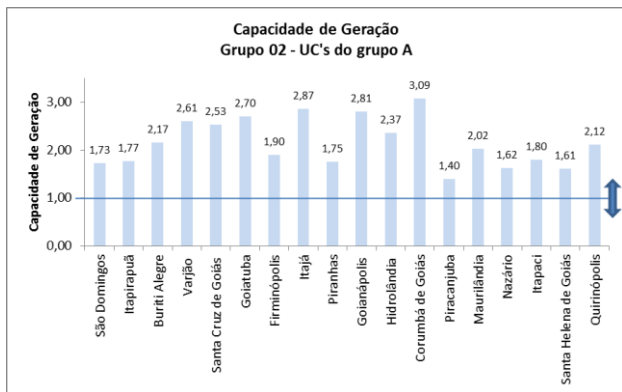
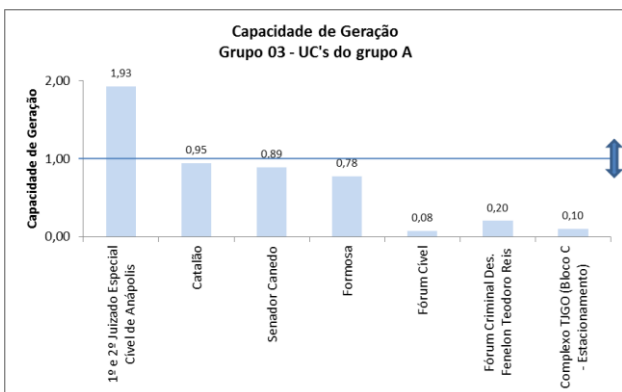


Figura 5 – Capacidade de Geração, Grupo 03 – UC's do grupo A



V. CONCLUSÕES

Os resultados apresentados nesse artigo mostraram que a análise da viabilidade econômica e técnica é essencial para selecionar as UC com melhor potencial de aproveitamento de sistemas FV *on grid*.

Os prédios com faturamento em baixa tensão (Grupo 01 e Grupo 02) se mostraram com melhor viabilidade econômica e

maior potencial para gerar kWh excedentes em projetos de energia solar fotovoltaica.

O estudo de caso mostrou que o aumento da demanda contratada em UCs faturadas em alta deve ser analisado com critério. Esse aumento de demanda com objetivo de incrementar a potência instalada do sistema pode, em muitos casos, inviabilizar economicamente o projeto.

REFERÊNCIAS

- [1] IPEA. Caderno ODS 7 - Assegurar o Acesso Confiável, Sustentável, Moderno e a Preço Acessível à Energia Para Todos. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2019.
- [2] ANEEL. **Determinação de Potência Instalada e Líquida**. 2015. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/potencia-liquida-instalada-geracao>>. Acesso em: dezembro de 2019.
- [3] ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília: ANEEL, 2012.
- [4] ABSOLAR. Energia Solar Fotovoltaica atinge marca histórica de 500 MW em microgeração e minigeração distribuída no Brasil. 2019. Disponível em: <<http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-fotovoltaica-atingemmarca-historica-de-500-mw-em-microgeracao-e-minigeracao-distribuid.html>>. Acesso em: dezembro de 2019.
- [5] ZILLES, R.; Macedo, Wilson Negrão; Galhardo, M.; Oliveira, S. H. F. Sistemas FVs Conectados à Rede Elétrica. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 208p, 2012.
- [6] ENEL. **Taxas, Tarifas e Impostos**. Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt-goias/Tarifas_Enel.html>. Acesso em: dezembro de 2019.
- [7] SAMANEZ, C. P. Engenharia Econômica. São Paulo: Pearson, 2009.
- [8] PARMAIS. **Como fazer análise de viabilidade econômica e financeira**. 2017. Disponível em: <<https://www.parmais.com.br/blog/como-fazer-analise-de-viabilidade-economica-e-financeira/>>. Acesso em: novembro de 2019.
- [9] BANCO CENTRAL. **Taxa Selic**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em: novembro de 2019.
- [10] BANCO CENTRAL. **Dados Diários**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/selicedadosdiarios>>. Acesso em: novembro de 2019.
- [11] Pamplona, E.D.O. & Montevechi, J.A.B. (2006). Engenharia econômica I. UNIFEI, Itajubá.
- [12] A. A. GROPELLI; E. NIKBAKHT, **Administração Financeira**. 3º ed. São Paulo. Saraiva, 2010.
- [13] ANEEL. Resolução normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. Brasília: ANEEL, 2010.
- [14] CRESESB. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Potencial solar – SunData. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: dezembro de 2019.
- [15] J. T. PINHO; M. A. GALDINO, Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de janeiro, 2014.
- [16] CASTRO, M.S.; BELCHIOR, F.N.; OLIVEIRA, SANTOS, J.D.; PIRES, S.R. Análise do Impacto da Geração Fotovoltaica na Universidade Federal de Goiás. Brazilian Applied Science Review, v. 4, p. 3023-3042, 2020.
- [17] SANTOS, J.D.; OLIVEIRA, A.M.; BELCHIOR, F.N. Estudo de energia para um sistema fotovoltaico conectado à rede. 1. ed. Novas Edições Acadêmicas, 2020, v. 1. 156p.
- [18] SANTOS, J. D.; BELCHIOR, F. N. Redução de custos através do gerenciamento de energia elétrica e eficiência energética: análise da demanda e do consumo de energia elétrica na UFG - Campus Aparecida de Goiânia. Fontes renováveis de energia: inovações, impactos e desafios. 1ed.: Navegando Publicações, 2019, v., p. 163-178.