

LINCON PIETER BAVARESCO

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA REMUNERAÇÃO DE USINAS
FOTOVOLTAICAS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA MODALIDADE DE
AUTOCONSUMO REMOTO

CASCADEL
PARANÁ – BRASIL
AGOSTO – 2022

LINCON PIETER BAVARESCO

**AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA REMUNERAÇÃO DE USINAS
FOTOVOLTAICAS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA MODALIDADE
DE AUTOCONSUMO REMOTO**

Dissertação apresentada à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, para a obtenção do título de Mestre.

Orientador: Carlos Eduardo Camargo Nogueira

Coorientador: Jair Antônio Cruz Siqueira

CASCADEL
PARANÁ – BRASIL
AGOSTO – 2022

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Bavaresco, Lincon Pieter

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA REMUNERAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA MODALIDADE DE AUTOCONSUMO REMOTO / Lincon Pieter Bavaresco; orientador Carlos Eduardo Camargo Nogueira; coorientador Jair Antônio Cruz Siqueira. -- Cascavel, 2022.

56 p.

Dissertação (Mestrado Acadêmico Campus de Cascavel) -- Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, 2022.

1. Energia Fotovoltaica. 2. Postos Tarifários. 3. Viabilidade Econômica. I. Camargo Nogueira, Carlos Eduardo, orient. II. Siqueira, Jair Antônio Cruz, coorient. III. Título.

LINCON PIETER BAVARESCO

Avaliação econômica da remuneração de usinas fotovoltaicas em geração distribuída na modalidade de autoconsumo remoto

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Energia na Agricultura em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura, área de concentração Agroenergia, linha de pesquisa Fontes renováveis e racionalização de energia na agroindústria e agricultura, APROVADO pela seguinte banca examinadora:



Orientador - Carlos Eduardo Camargo Nogueira
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



Maritane Prior
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



José Airton Azevedo dos Santos
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Campus Medianeira (UTFPR)

Cascavel, 11 de agosto de 2022

“Nunca desista!”

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiro a Deus, pelo dom da Vida e pela saúde perfeita que me possibilitou chegar até aqui.

Agradeço aos meus pais, por terem ensinado a me dedicar e a estudar desde as primeiras lições.

À minha família, esposa e filhos, agradeço pela compreensão e paciência em dividir o tempo e o humor com meus estudos.

Agradeço aos professores do PPGEA, pelos ensinamentos e experiências compartilhadas.

À secretária acadêmica, Srta. Vanderléa, pela ajuda nos trâmites burocráticos e pelos avisos sobre o andamento e cronograma das atividades acadêmicas.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Jair, agradeço pelas aulas e ajustes de metodologia científica e pelas aulas de fontes renováveis de energia, que foram a base para esse trabalho.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Carlos Eduardo, pelas aulas de Engenharia Econômica que se tornaram o eixo desse trabalho e pela paciência, conselhos e dicas na condução da orientação.

BAVARESCO, Lincon Pieter. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, julho de 2022. **Avaliação Econômica da remuneração de Usinas Fotovoltaicas em Geração Distribuída na modalidade de Autoconsumo Remoto**. Orientador: Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

RESUMO

A implantação de usinas fotovoltaicas é uma alternativa difundida na busca por economia na fatura de energia. O aluguel de usinas é uma opção que tem surgido no mercado. Nesse contexto, esse trabalho faz uma abordagem geral da Geração Distribuída no país e as modalidades de compensação de energia por meio da revisão da legislação vigente desse setor. Dependendo da modalidade adotada e do tamanho da usina, o empreendimento pode ter diferentes custos com tributação. Assim, esse trabalho tem o objetivo de fazer um levantamento do custo da implantação de usinas fotovoltaicas de 3 tamanhos diferentes, 30kW, 300kW e 3.000kW, e de avaliar a viabilidade econômica dessas usinas ao serem remuneradas por 2 tipos diferentes de consumidores: consumidores Comerciais (grupo B3) e consumidores industriais (grupo A4). Nas simulações, verificou-se que os custos de implantação de cada usina e a taxa de juros dos projetos influenciam muito na remuneração do investimento. A usina de 30kW, quando remunerada por um consumidor do grupo B3 que paga 0,83R\$/kWh, apresentou melhor viabilidade econômica quando avaliados simultaneamente alguns indicadores econômicos como o VPL (Valor Presente Líquido) que chegou a ser 60% maior que o valor do empreendimento; o *Payback* (Tempo de Retorno do Investimento) que se deu em 6 anos; a TIR (Taxa Interna de Retorno) foi de 23%, em que sua TMA (Taxa Mínima de Atratividade) era de 7% e o Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost Of Ennergy* - LCOE) com um custo de 0,313 R\$/kWh.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Fotovoltaica; Postos Tarifários; Viabilidade Econômica.

BAVARESCO, Lincon Pieter. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, July 2022. **Economic Evaluation of Remuneration of Photovoltaic Plants in Distributed Generation in the form of Remote Self Consumption**. Advisor: Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

ABSTRACT

The implementation of photovoltaic plants is a widespread alternative in the search for savings in energy bills. The leasing of plants is an option that has emerged in this market. In this context, this work makes a general approach to Distributed Generation in the country and the modalities of energy compensation through the review of the current legislation of this sector. Depending on the modality adopted and the size of the plant, the enterprise may have different taxation costs. Thus, this work aims to survey the cost of implementing photovoltaic plants of 3 different sizes, 30kW, 300kW and 3.000kW, and to evaluate the economic viability of these plants when they are remunerated by 2 different types of consumers: consumers of the group B3 and A4 group consumers. In the simulations, it was found that the implementation costs of each plant and the interest rate of the projects greatly influence the return on investment. The 30kW plant, when remunerated by a consumer of the B3 group who pays 0.83R\$/kWh, presented better economic viability when simultaneously evaluated some economic indicators such as the NPV (Net Present Value) that reached 60% greater than the value of the enterprise; the Payback that took 6 years; the IRR (Internal Return Rate) that was 23%, in witch its AMT (Atractivity Minimun Rate) was 7% and the LCOE (*Levelized Cost Of Ennergy*) at a cost of 0.313 R\$/kWh.

KEYWORDS: Photovoltaics Energy; Tariff Posts; Economic viability.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivo Geral	2
1.2 Objetivos Específicos	2
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1 Geração de Energia Elétrica no Brasil	3
2.2 Energia solar fotovoltaica	4
2.3 Sistemas Fotovoltaicos	4
2.4 Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos.....	5
2.5 Geração Distribuída	8
2.6 Sistema de Compensação de Energia	8
2.7 Autoconsumo Remoto	9
2.8 Condomínios	10
2.9 Geração Compartilhada (consórcio ou cooperativa)	11
2.10 Conexão com a Rede	12
2.11 Incentivo Tributário no Sistema de Compensação.....	13
2.12 Modalidades de Compensação de Energia	15
2.13 Análise Econômica dos Empreendimentos.....	19
2.13.1 Valor Presente Líquido	20
2.13.2 Taxa Interna de Retorno	20
2.13.3 Taxa Mínima de Atratividade	20
2.13.4 <i>Payback</i> Descontado.....	20
2.13.5 Custo Nivelado da Energia	21
3. MATERIAL E MÉTODOS	22
3.1 Metodologia.....	23
3.1.1 Sistema de Compensação.....	25
3.1.2 Módulos Fotovoltaicos	25
3.1.3 Inversor Fotovoltaico	25
3.1.4 Estruturas de Fixação dos Módulos Fotovoltaicos.....	26
3.1.5 Local de Instalação das Usinas	26
3.1.6 Perdas do Sistema	27
3.1.7 Taxa de Juros	27
3.1.8 Variação da Inflação e das Tarifas de Energia	27
4. RESULTADOS	28
4.1 Cenário 1 – Microgeração de 30kW – Cliente B3	28

4.2	Cenário 2 – Minigeração de 300kW – Cliente B3.....	32
4.3	Cenário 3 – Mini Geração de 3000kW – Cliente B3.....	35
4.4	Cenários com Consumidor A4	38
4.5	Cenários com variação da TMA	39
5.	CONCLUSÃO	40
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	41
	ANEXOS	44
	ANEXO I	44
	ANEXO II	45
	ANEXO III	46

1. INTRODUÇÃO

Atividades rurais como a criação de peixes, frangos, ou suínos, bem como a irrigação da lavoura são comuns na região oeste do Paraná e demandam quantidades significativas de energia elétrica para sua produção. Reduzir o valor de suas faturas de energia é uma tarefa essencial para o sucesso dessas atividades. A preocupação também é levantada por SILVA (2021) e, dentro deste contexto, uma solução seria a geração própria de energia elétrica a um preço menor que aquele praticado pela distribuidora a qual a propriedade está conectada.

De maneira formal, esse sistema seria classificado com o conceito da Geração Distribuída (GD), em que a energia elétrica é gerada por fontes renováveis dentro da própria unidade consumidora e os seus excedentes podem ser compensados nos meses de baixa geração. No Brasil, essa modalidade vem ganhando força nos últimos anos, sobretudo a partir da publicação das resoluções normativas 482 de 2012 da ANEEL, que criou essa possibilidade e definiu os critérios de conexão e de utilização da energia gerada por esses empreendimentos, que foram expandidos e aperfeiçoados com a Resolução 687 de 2015 da ANEEL (ANEEL, 2022).

Em 6 de janeiro de 2022, foi instituído o Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil pela publicação da Lei 14300 (2022), que oficializa as regras das Resoluções citadas anteriormente.

Os dados da ANEEL, a agência reguladora do setor, mostram que, ao final de março de 2022, o Brasil ultrapassou a marca de 10GW de potência instalada em Geração Distribuída, o que é um feito expressivo considerando que há pouco mais de três anos, em junho de 2019, alcançava-se a marca de 1GW de potência instalada (ANEEL, 2022).

A fonte solar fotovoltaica corresponde a 99% desse total de usinas, instaladas em mais de 910 mil unidades consumidoras em todo o país, o que demonstra o interesse de muitas pessoas em buscar reduzir o valor de suas faturas mensais de energia elétrica (ANEEL, 2022).

Dependendo da potência de geração instalada em determinada unidade consumidora, pode-se ter uma classificação tarifária que resulte em redução pouco significativa da fatura de energia, devido principalmente a não isenção de alguns impostos, por exemplo. No caso de uma unidade classificada como Rural (Subclasse B2), que é uma classe tarifária que já possui um preço reduzido na tarifa de energia - o tempo de retorno do investimento da implantação de uma usina pode ser maior que uma unidade classificada como a Comercial (Subclasse B3) que não é beneficiada por tais descontos.

Assim, com o aumento da procura pela instalação de sistemas de GD buscando redução de custos, faz-se necessário expandir o conhecimento acerca dos modelos de compensação de energia como primeiro passo para definição das estruturas de geração a serem implantadas.

1.1 Objetivo Geral

Avaliar os custos de implantação de usinas fotovoltaicas de diferentes potências em Autoconsumo Remoto.

1.2 Objetivos Específicos

- Avaliar as modalidades de compensação de energia e a incidência de impostos sobre cada uma delas;
- Dimensionar sistemas fotovoltaicos com diferentes patamares de potência e de enquadramento tarifário;
- Fazer uma avaliação econômica comparativa entre os sistemas estudados.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Geração de Energia Elétrica no Brasil

O sistema elétrico brasileiro apresenta-se como essencialmente hidrotérmico de grande porte com forte predominância de fontes renováveis, enquanto as termoelétricas e as hidrelétricas são tidas como fontes firmes capazes de garantir o atendimento da demanda de carga típica do sistema. Fontes renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica são intermitentes de energia devido à variabilidade temporal elevada associada às condições meteorológicas presentes no local da planta (INPE, 2017).

Devido às características de suscetibilidade do recurso hídrico em conjunto com o crescimento da demanda de eletricidade, torna-se necessário diversificar as fontes de energia que compõem a matriz elétrica brasileira, buscando aproveitar fontes de energia que causem baixo impacto ao meio ambiente (INPE, 2017).

Com base nos dados do Balanço Energético Nacional de 2021, a geração de energia elétrica no Brasil atingiu 621,2 TWh em 2020, sendo um montante composto pela participação de usinas de serviço público (82,9%) e autoprodutores (17,1%) - resultado que é 0,8% inferior ao de 2019 (BEN, 2021).

A geração hídrica, principal fonte de produção de energia elétrica no Brasil, reduziu 0,4% na comparação de 2020 com o ano de 2019. Essa fonte de energia responde por 65,2% da oferta interna do país, conforme dados da Figura 1. A geração elétrica a partir de fontes não renováveis representou 15,8% do total nacional de 2020, contra 17,7% em 2019 (BEN, 2021). A Figura 1 representa a matriz elétrica brasileira no ano de 2020.

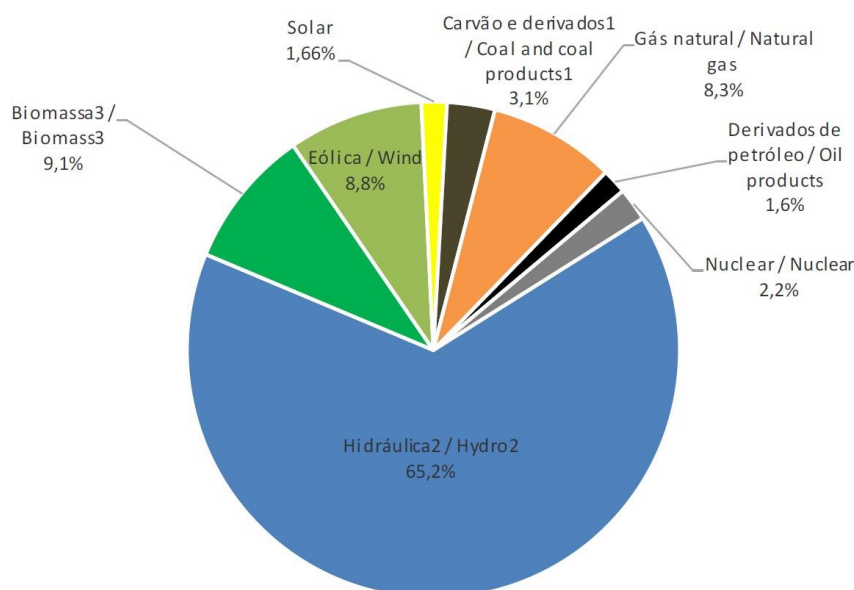


Figura 1: Oferta interna nacional de energia elétrica em 2020 por tipo fonte geradora. Fonte: Balanço Energético Nacional, 2021.

A Geração Distribuída (GD) também teve relativo crescimento de sua participação na matriz elétrica brasileira. Dados divulgados no Balanço Energético

Nacional (BEN) de 2021 mostram a importância e o alcance dos empreendimentos de Geração Distribuída no sistema elétrico nacional. Quando somadas, as micro e miniusinas atingiram no ano de 2020 uma produção de energia da ordem de 5.269 GWh tendo potência instalada de 4.768 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 4.768 GWh de geração e 4.635 MW de potência instalada (BEN, 2021).

Estudos mostram que grande parte da demanda de energia elétrica ocorre durante o horário comercial, decorrente das necessidades de climatização de ambientes e da crescente participação dos setores de prestação de serviços e comércio nas atividades econômicas do país. A demanda de eletricidade nesse período do dia coincide com o período de maior disponibilidade do recurso solar, o que torna esse recurso energético uma opção natural (INPE, 2017).

De acordo com Schram (2019), em razão da crescente demanda por fontes de energias alternativas, limpas e renováveis, a energia solar fotovoltaica se insere como uma opção cada vez mais atrativa.

2.2 Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), pois, conforme Schram (2019), os fótons presentes nos raios solares geram energia elétrica ao se chocarem com um material semicondutor, visto que produzem corrente elétrica ao deslocar elétrons dos átomos desses materiais.

A unidade fundamental desse processo de conversão de energia é a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, normalmente o Silício (CRESESB, 2014).

O território brasileiro recebe elevados índices de irradiação solar, quando comparados com países europeus onde a tecnologia fotovoltaica é disseminada para a produção de energia elétrica. A geração fotovoltaica de energia elétrica tem um grande potencial no Brasil. No local menos ensolarado do país, é possível gerar mais quantidade de eletricidade solar que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo (INPE, 2017).

2.3 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em duas categorias principais: sistema fotovoltaico conectado à rede de energia elétrica (SFVCR) ou sistema *On Grid*, e sistema fotovoltaico isolado da rede de energia elétrica (SFVI) ou sistema *Off Grid* (ABNT, NBR 11704, 2008). Como constatado por PAZUCH (2017) e citado por SILVA (2021), os módulos fotovoltaicos e os inversores são utilizações comuns em ambos os sistemas.

Sistemas conectados à rede são aqueles em que a potência produzida pelo gerador fotovoltaico é entregue à rede de energia elétrica, tal como na Figura 2, sem a utilização de acumuladores. Para tanto, é indispensável a utilização de um inversor que satisfaça as exigências de qualidade e segurança, para que não degrade a qualidade do sistema elétrico ao qual se interliga o gerador fotovoltaico. Os Sistemas

Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR) foram incluídos na regulamentação disposta pela ANEEL, por meio da Resolução 482/2012 (CRESESB, 2014).

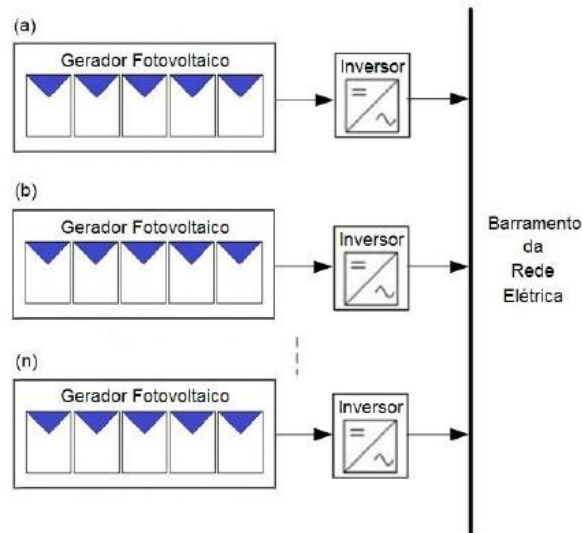


Figura 2: Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede.
Fonte: CRESESB, 2014.

Os sistemas conectados à rede podem ainda ser divididos de acordo com seu porte e localização, tal como segue:

- Sistemas de **geração centralizada**: são centrais de geração de grande porte distantes dos centros de carga, que podem ter economia de implantação devido ao ganho de escala, aumentando a competitividade do preço da energia produzida, porém possuem a desvantagem de terem elevados custos com a rede de transmissão para transporte da energia, além dos custos com a aquisição do terreno para a construção da usina.
- Sistemas de **geração distribuída**: são centrais geradoras de menor porte que ficam localizadas bem próximas aos centros de consumo, até mesmo nos telhados ou fachadas das edificações, o que dispensa custos associados à aquisição ou arrendamento de terrenos, além de diminuir perdas técnicas no transporte da energia. Entretanto, podem ter a desvantagem do maior custo de implantação por unidade de potência, por não terem amplas escalas.

2.4 Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

Para o dimensionamento de uma central geradora fotovoltaica em autoconsumo remoto, primeiro deve-se conhecer qual a potência desejada de geração, a qual pode ser determinada pela Equação 1, onde nota-se que a central geradora Fotovoltaica (FV) possui um certo rendimento intrínseco que limita sua capacidade de geração, que é denominado de Taxa de Desempenho (TD), ou em inglês *Performance Ratio (PR)*, que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico de projeto. É uma relação que considera as condições reais de operação de um sistema FV e suas perdas intrínsecas de geração, como as perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamentos, e ainda a sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos, sombreamento, eficiência dos

inversores, temperatura de operação, entre outras. Para sistemas conectados à rede, bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70 e 80 % pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil (CRESESB, 2014).

$$P_{FV} = \frac{\left[\frac{E - E_{tf}}{TD} \right]}{HSP_{ma}} \quad (1)$$

Onde:

- PFV: potência de pico do painel fotovoltaico (Wp);
- E: consumo diário médio anual da edificação (Wh/dia);
- E_{tf}: consumo diário médio anual referente à tarifa do consumo mínimo cobrado pela concessionária, também chamado de Taxa de Disponibilidade. Para sistemas Trifásicos, é tarifado um valor mínimo mensal equivalente a 100kWh/mês, independente da utilização. Para sistemas bifásicos, é tarifado 50kWh/mês e para sistemas monofásicos é tarifado 30kWh/mês. Estes valores são aplicáveis a consumidores do Grupo B (ANEEL, 2012);
- TD: taxa de desempenho (adimensional);
- HSPMA: média diária anual das Horas de Sol Pleno (HSP) incidente no plano do painel fotovoltaico (h/dia).

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal (P_{NCA}) do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico (P_{FV}) encontrada anteriormente, como mostra a Equação 2

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{FV}} \quad (2)$$

- FDI: fator de dimensionamento do inversor (adimensional);
- P_{NCA} : potência nominal em corrente alternada do inversor (W);
- PFV: potência pico do painel fotovoltaico (Wp).

A análise da literatura mostra que os valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto o limite superior é de 1,05 (CRESESB, 2014).

O cálculo da máxima tensão de entrada deve ser realizado com cuidado e atenção, pois ela nunca deve ser ultrapassada, sendo este um dos maiores riscos de se danificar o equipamento. A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel FV está ainda em circuito aberto (V_{oc}), em baixas temperaturas.

O número máximo de módulos fotovoltaicos em série que pode ser conectado ao inversor é calculado pela Equação 3, pela razão da máxima tensão de entrada do inversor e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas de inverno. O número máximo de módulos em série também deve respeitar a tensão máxima suportável pelo módulo, a qual é informada nas folhas de dados técnicos do fabricante e, normalmente, é em torno de 1000V (CRESESB, 2014).

(3)

$$[N^{\circ}módulos_{FV_Série}] * V_{OC_{Tmin}} < V_{in_{máx}}$$

Onde:

- N°módulos FV_Série: número de módulos fotovoltaicos conectados em série;
- $V_{inmáx}$: máxima tensão admitida pela entrada do inversor (V);
- $V_{ocTmín}$: tensão em circuito aberto de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista (V).

Durante o verão, a temperatura dos módulos fotovoltaicos no Brasil pode atingir valores superiores a 70°C, tendo como consequência à redução da tensão de Corrente Contínua (CC) do sistema, em virtude do coeficiente negativo de temperatura. Deve-se, portanto, avaliar se o SFCR possui número suficiente de módulos conectados em série, de modo que a tensão do painel seja superior à mínima tensão do sistema MPPT do inversor. Caso a tensão do painel se reduza abaixo da mínima tensão de MPPT do inversor, a sua eficiência ficará comprometida e poderá provocar a sua desconexão. Da mesma forma, nos períodos frios, a tensão de potência máxima da Série FV na mínima temperatura de operação prevista, deve ser inferior a tensão máxima de operação do MPPT do inversor, conforme Equação 4 (CRESESB, 2014).

$$\frac{V_{inMPPTmín}}{V_{mpTmáx}} < N^{\circ}módulosFV_Série < \frac{V_{inMPPTmáx}}{V_{mpTmín}} \quad (4)$$

Onde:

- $V_{inMPPTmín}$: mínima tensão de operação do MPPT de entrada do inversor (V);
- $V_{inMPPTmáx}$: máxima tensão de operação do MPPT de entrada do inversor (V);
- $V_{mpTmín}$: tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista (V);
- $V_{mpTmáx}$: tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo fotovoltaicos na maior temperatura de operação prevista (V).

O inversor possui uma corrente máxima de entrada c.c. para garantir que este valor não seja ultrapassado, pode-se calcular o número máximo de módulos fotovoltaicos conectados em paralelo, com auxílio da Equação 5 (CRESESB, 2014).

$$N^{\circ}módulosFV_Paralelo < \frac{I_{inmáx}}{I_{sc}} \quad (5)$$

Onde:

- N°módulosFV_Paralelo: número máximo de módulos FV conectados em paralelo;
- $I_{máx}$: corrente máxima admitida na entrada do inversor (A);
- I_{sc} : corrente de curto – circuito do módulo fotovoltaico nas condições previstas de temperatura (A).

Conforme os procedimentos de cálculo adotados por SILVA (2021), esse conjunto e sequência de equações auxilia na verificação da compatibilidade dos equipamentos fotovoltaicos adotados.

2.5 Geração Distribuída

Em 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - lançou a Resolução Normativa nº 482 permitindo ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e ainda, fornecer o excedente desta produção para a rede de distribuição da concessionária local (ANEEL, 2018).

Como definição dada pela ANEEL, Microgeração Distribuída corresponde a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes com base em energias renováveis como a hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, e que estejam conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Já a minigeração Distribuída é definida basicamente pelos mesmos conceitos, exceto que a potência instalada deve ser superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que podem ser unidades apenas geradoras e não necessariamente consumidoras de energia (ANEEL, 2015).

Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da GD, além de aumentar o público-alvo e de melhorar as informações na fatura de energia, a ANEEL publicou em 24 de novembro de 2015 a Resolução Normativa nº 687 revisando a 482 de 2012. Esses incentivos à geração distribuída se justificam pelos benefícios que essa modalidade pode proporcionar também ao sistema elétrico. Entre os principais podem ser destacados o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (OZANSKI, 2021).

2.6 Sistema de Compensação de Energia

Com base na definição dada pela Resolução 687 de 2015 da ANEEL, a compensação de energia elétrica é um sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Assim, quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. De acordo com as regras desta resolução, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses (ANEEL, 2015).

Em outras palavras, caso a energia injetada na rede seja superior à consumida, cria-se um “crédito de energia” que não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora nos meses subsequentes, com validade de 60 meses. Um exemplo é o da microgeração por fonte solar fotovoltaica: de dia, a “sobra” da energia gerada pela central é passada para a rede; à noite, a rede devolve a energia para a unidade consumidora e supre necessidades adicionais. Portanto, a rede funciona como uma bateria, armazenando o excedente até o momento em que a unidade consumidora necessite de energia proveniente da distribuidora (ANEEL, 2018).

Uma exemplificação do sistema de compensação de energia pode ser visualizada na Figura 3, que mostra que a energia gerada por uma micro ou miniusina instalada na unidade consumidora é conectada nas instalações da edificação que ficam após a medição de energia da concessionária, ou seja, com as cargas de consumo. Com isso, a geração atende primeiro as cargas e, depois de atendidas, se houver “sobras”, então, ela segue o caminho reverso do medidor de energia em direção à rede da distribuidora.

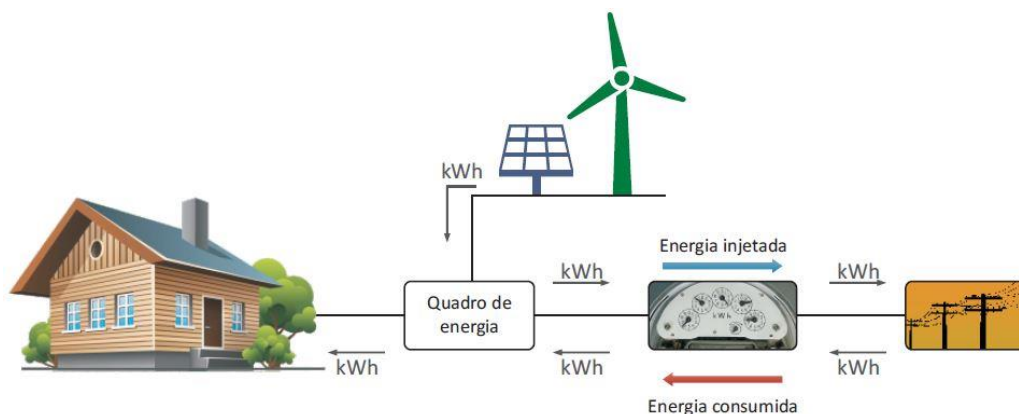


Figura 3: Esquema do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Fonte: Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída da ANEEL, 2014.

É importante que os consumidores que instalem um sistema de Geração Distribuída considerem que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (Grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido ao pagamento referente ao custo de disponibilidade da rede, que corresponde ao valor em reais equivalente a 30 kWh para atendimento monofásico, 50 kWh para as ligações bifásicas e 100 kWh para o atendimento trifásico. Para os consumidores faturados em alta tensão (Grupo A), a parcela da fatura referente ao consumo poderá ser compensada, porém aquela correspondente à Demanda Contratada será faturada normalmente (ANEEL, 2018).

Não é função da Agência Reguladora ANEEL nem das distribuidoras oferecer aos consumidores a instalação de geradores, nem estimar custos de instalação. Essas entidades também não fazem estudos de viabilidade econômica, nem tampouco oferecem eventuais condições de financiamentos. Portanto, cabe ao consumidor a iniciativa da instalação de micro ou minigeração distribuída, devendo ainda analisar a relação custo/benefício para instalação dos geradores, com base em diversas variáveis, como o tipo da fonte de energia (painéis solares, turbinas eólicas, geradores a biomassa etc.), ou tecnologia dos equipamentos, além do porte da unidade consumidora e da central geradora e da localização (rural ou urbana), bem como o valor da tarifa a qual a unidade consumidora está submetida e as condições de pagamento/financiamento do projeto (ANEEL, 2018).

2.7 Autoconsumo Remoto

A Resolução 687 de 2015 da ANEEL trouxe ainda a definição de Autoconsumo Remoto como sendo aquele caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua

unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente de suas demais unidades consumidoras, mas que estejam dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2015).

O titular da unidade consumidora geradora deverá solicitar a inclusão das unidades consumidoras beneficiárias mediante apresentação do "Formulário para cadastro de Unidades Consumidoras participantes do Sistema de Compensação" devidamente preenchido e assinado, com a Solicitação de Acesso. As alterações poderão ser solicitadas posteriormente, mediante entrega do mesmo formulário, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação. No formulário, deverá constar o percentual do excedente a ser transferido para cada beneficiária. Para estes casos, a unidade onde será instalada a central de geração terá o equipamento de medição substituído por um com leitura bidirecional. As demais unidades registrarão apenas o consumo. Portanto, podem permanecer com o medidor existente. As faturas permanecem individualizadas (COPEL, 2018).

Em cada unidade consumidora participante do sistema, a compensação deve se dar primeiro no posto horário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos horários, devendo ser observada a relação dos valores das respectivas Tarifas de Energia (TE) dadas em R\$/MWh. Quando a unidade em que ocorreu a geração excedente for faturada na modalidade convencional, os créditos gerados devem ser tomados como geração em período Fora de Ponta, que é aquele compreendido em todas as horas do dia exceto entre as 18 e 21h. (COPEL, 2018).

A relação entre valores de tarifa de energia entre a UC geradora e beneficiária não deve ser observada nos casos em que:

- a utilização dos créditos se der no mesmo posto tarifário no qual tenha sido gerado;
- quando a unidade consumidora que recebe créditos for faturada na modalidade convencional;
- quando existir créditos acumulados de energia elétrica e houver alteração na tarifa; ou
- quando houver diferença nas tarifas entre a unidade geradora e as beneficiárias.

2.8 Condomínios

A Resolução Normativa nº 687 trouxe ainda a possibilidade da união de unidades consumidoras de diferentes titularidades em forma de condomínios para aproveitarem a energia gerada por uma micro ou minigeradora pertencente a este condomínio. Como definição, empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras seriam aqueles caracterizados como condomínios residenciais ou comerciais, em que a utilização da energia elétrica se dá de forma independente, nos quais cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento com microgeração ou minigeração distribuída, desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades limítrofes, não sendo permitida utilização de vias públicas, ou propriedades que não são integrantes do condomínio (ANEEL, 2015).

Para estes casos, a solicitação de acesso deve ser acompanhada da cópia de

instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes do condomínio (ANEEL, 2015). Para a determinação do limite da potência instalada da central geradora localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se levar em conta a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento (COPEL, 2018).

Já para o faturamento no modelo de compensação de condomínio, deve ser ponderada a energia consumida em cada unidade consumidora, deduzido o percentual de energia excedente alocada em tal unidade. Eventuais créditos ficam acumulados nessa unidade, não podendo ser repassados para outras. A unidade em que se está registrada a micro ou minigeração é a responsável por estimar a porcentagem de excedente que será destinada para cada unidade do condomínio. É possível realizar alteração na distribuição do excedente, desde que avisado a distribuidora com 60 dias de antecedência (ANEEL, 2015).

Essa modalidade é também chamada de EMUC - Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras. O caso dos condomínios residenciais pode ser citado como exemplo, visto que os moradores se unem para instalar um sistema fotovoltaico sobre o telhado do salão de festas do condomínio ou sobre a garagem dos carros, formando uma usina solar e gerando energia para algumas ou todas as unidades consumidoras do condomínio (LEI 14300, 2022).

2.9 Geração Compartilhada (consórcio ou cooperativa)

Além do modelo de condomínios, outra alteração trazida pela 687 foi a Geração Compartilhada (GC), que também permite a existência de distintas unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão ou permissão. Com isso, todas podem se unir para utilizar a energia gerada por uma micro ou miniusina, não necessitando que tenham a mesma titularidade. Em outras palavras, a geração compartilhada possibilita que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, bem como instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos participantes (ANEEL, 2018).

O consórcio é mais voltado para união de Pessoas Jurídicas e deve obedecer a Lei n. 6.404/76 e a Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.634/2016, em que se cria uma nova personalidade jurídica, sendo essa a titular da unidade com micro ou minigeração distribuída. Outra forma seria seguir a Lei nº 11.795/2008 em que a titularidade da geração fica em nome da administração do consórcio (ANEEL, 2018).

A cooperativa, por sua vez, deve seguir a LEI 5764 (1971) com alguns requisitos básicos que devem ser observados para a formação na qual se destaca a necessidade de no mínimo 20 cooperados pessoas físicas, sendo permitida a inclusão de pessoas jurídicas após essa quantidade, porém em caráter de exceção, pois é importante que haja um alinhamento entre os objetivos daquela pessoa jurídica e os objetivos da cooperativa. A entidade deverá ainda fazer a elaboração do Estatuto de regimento da cooperativa e a Ata de sua constituição, registrado na junta comercial estadual.

Em tal modelo de negócio, a cooperativa faz o gerenciamento da produção de energia em micro ou miniusinas e injetada na rede da distribuidora. Ela se encarrega de fazer o cadastro dos associados na distribuidora vinculando-os à cooperativa e se encarrega de reverter o saldo de energia injetada por suas usinas em forma de

créditos de energia para os associados.

Nessa modalidade, não há a necessidade de alteração no padrão de medição das unidades consumidoras dos associados – o aproveitamento dos créditos ocorre apenas com um processo administrativo, por meio de um lançamento na fatura que o associado tem com a distribuidora. Os associados recebem mensalmente, então, duas faturas de energia: continuam recebendo a fatura da distribuidora - contendo o lançamento da taxa de disponibilidade do sistema e a informação com a quantidade de créditos gerados pela cooperativa - e também a fatura da cooperativa por meio da qual fará ressarcimento a partir dos créditos recebidos (COGECOM, 2021).

Na Figura 4, tem-se um esquema no qual se resume esse mecanismo de compensação de energia.

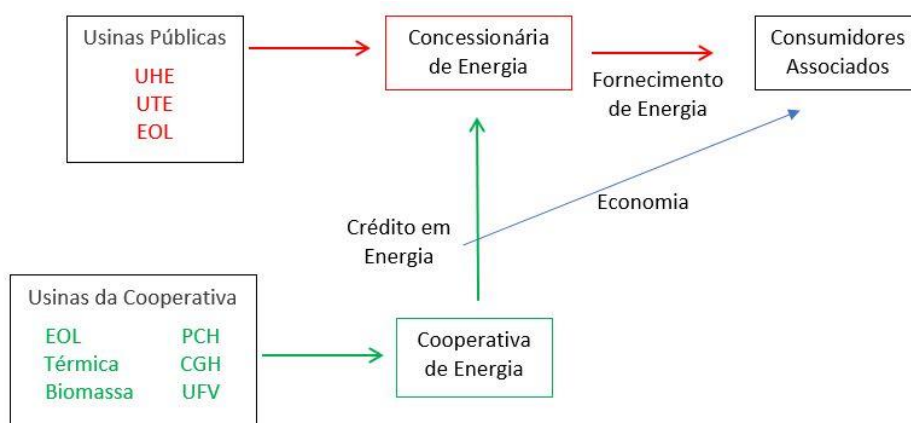


Figura 4: Utilização dos créditos por Cooperativa de Geração Compartilhada.

A Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022, trouxe ainda alguns desdobramentos nos modelos de Geração Compartilhada, permitindo que outras formas de associações se beneficiem da geração de uma mesma usina em GD, como é o caso do Condomínio Civil Edifício, Condomínio Civil Voluntário e outras formas de associações civis instituídas para este fim.

2.10 Conexão com a Rede

Seja qual for o modelo de utilização da energia em GD, a implantação e ligação dessas centrais geradoras pode levar a necessidade de obras de reforço na rede de energia da distribuidora. Nesses casos, a Resolução Normativa 687 da ANEEL estabelece que, em se tratando de Microgeradores, os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente de sua conexão, não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada. Todavia, nos casos de Minigeradores, os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor. O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias depois da vigência da Resolução 687 (ANEEL, 2015).

É importante ressaltar ainda que os custos de projeto, adequação de todo o sistema de medição e da entrada de serviço são de responsabilidade financeira do acessante. Cabe à distribuidora a responsabilidade técnica pelo sistema de medição e o fornecimento dos equipamentos de medição específicos para a medição de energia gerada e energia consumida (medidor bidirecional). Quando se tratar de minigeração em geração compartilhada (consórcio e cooperativa), a diferença de custo em relação à medição convencional será repassada ao acessante (COPEL, 2018).

A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica se aplica somente aos Consumidores Cativos da distribuidora. No mercado regulado, não é aplicável, portanto, aos consumidores do Mercado Livre de Energia. Caso o consumidor tenha interesse em aderir ao sistema de compensação de energia, deve formalizar Solicitação de Acesso na distribuidora, fornecendo a documentação prevista nos formulários padrões da ANEEL e encaixando sua demanda em um dos modelos previstos para compensação de energia (COPEL, 2018).

2.11 Incentivo Tributário no Sistema de Compensação

A definição pela cobrança de impostos e tributos federais e estaduais não são de competência da agência reguladora ANEEL, cabendo à Receita Federal do Brasil e às Secretarias de Fazenda Estaduais tratarem da questão (ANEEL, 2014).

Com base no artigo 8º da Lei Federal 13.169 de 6 de outubro de 2015, ficam isentas as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS – sobre a energia que a distribuidora devolve para as unidades consumidoras que a injetou em forma de créditos, no mesmo mês ou em meses anteriores, para serem utilizados na mesma unidade consumidora que gerou os créditos ou em outra unidade do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, tal como a regulamentação da ANEEL (LEI 13169, 2015).

Já em relação ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS - trata-se de um tributo Estadual aplicável à energia elétrica, que em 2013 o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), aprovou o Convênio ICMS 6, estabelecendo que o ICMS apurado tem como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo micro ou minigerador. Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incide sobre toda a energia consumida no mês (ANEEL, 2014).

No entanto, com o Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, ficou autorizado - com a adesão a critério de cada Estado - conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (CONFAZ, 2015).

O Estado do Paraná aderiu ao Convênio ICMS 16 em 2018, por meio de novo Convênio ICMS 42/2018. A partir da Lei 19.595 de 12 de julho de 2018 e do Decreto 10.686 de 6 de agosto de 2018, o estado concede isenção do ICMS sobre a parcela da Tarifa de Energia (TE) quando a compensação da energia ocorre por intermédio do autoconsumo local ou remoto, desde que observados os requisitos de titularidade das unidades de consumo que serão beneficiadas e dos limites de potência de até 75kW para as microgeração, e de 75kW a 1MW para minigeração (CONFAZ, 2018).

Com o levantamento das informações legais e tributárias inerentes ao sistema de compensação, é possível fazer um resumo segundo a Tabela 1:

Tabela 1: Incidência de impostos sobre os diferentes modelos de GD

Característica do Empreendimento	Autoconsumo:	Condomínios:	Geração Compartilhada:
	Local ou Remoto	Residenciais ou Comerciais	Consórcios ou Cooperativas
Permite adesão de diversas Pessoas Físicas e Jurídicas em locais distintos?	Não	Não	Sim
Isenção de PIS/COFINS?	Sim	Sim	Não
Isenção de ICMS sobre a TE? (*)	Sim	Sim	Não

* Somente para empreendimentos com potência instalada menor ou igual a 1 MW

A isenção será válida por um período de 48 meses que, consoante a legislação vigente, não é passível de renovação deste prazo (LEI 19.595, 2018).

Tal isenção se torna um incentivo para viabilizar a implantação de sistemas de micro e minigeração de energia, como pode ser visto no exemplo da Figura 5, de um modelo de fatura de energia que possui créditos de GD.

Complementarmente, a isenção não se aplica ao Custo de Disponibilidade (Taxa Mínima), à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão, nem sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) da energia compensada (DECRETO 10686, 2018), cujos lançamentos também podem ser observados na Figura 5.

Outros dados importantes que podem ser extraídos dessa Figura são as alíquotas dos Tributos Estaduais, como ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços) que é de 29% e a alíquota dos tributos federais que são o PIS (Programa de Integração Social) com 1,09% e a COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) com 5,04%.

Valores Faturados						
NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 250.405.430 - SÉRIE B						
Emitida em 01/05/2022						
Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Aliq. ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO	kWh	100	0,427500	42,75	42,75	29,00%
ENERGIA ELET USO SISTEMA	kWh	100	0,399500	39,95	39,95	29,00%
ENERGIA TRIBUT DIFERENCIADA TE	kWh	65	0,288769	18,77	0,00	0,00%
ENERG TRIBUT DIFERENCIADA TUSD	kWh	65	0,380000	24,70	24,70	29,00%
ENERGIA CON B ESCASSEZ HID	kWh			9,49	9,49	29,00%
ENERGIA EQUIV. INJ. BAND. ESC.H	kWh			4,16	0,00	0,00%
CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				19,89		
COMP CONS MICRO/MINI GERACAO	kWh	65		-40,47		

Base de Cálculo do ICMS	Valor ICMS	Valor Total da Nota Fiscal
118,89	33,88	110,24

Reservado ao Fisco	
77F0.43E4.C906.CD63.9B84.3FEA.BB08.1EF1	

Unidade consumidora cadastrada como Micro/MiniGeradora - Res Anel 482/12
 Energia injetada no mês, na RD Copel, pela Mini/MicroGeração, Geral: 207 kWh.
 L 20554/21, aliq. ICMS composta por 27% ICMS e 2% FECOP. Autorização RE 7139/22
 Demonstrativo de saldos desta unidade consumidora, em kWh - REN 482/2012. Saldo
 Mês no (TP) Todos os Períodos 100. Saldo Acumulado no (TP) Todos os Períodos
 3398. Saldo a Expirar Próximo Mês no (TP) Todos os Períodos 0. Obs.: o saldo de
 cada beneficiária será apresentado em suas respectivas faturas.
INCLUSO NA FATURA PIS R\$0,57 E COFINS R\$2,81 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.
A PARTIR DE 01/05/2022 - PIS/PASEP 1,09% e COFINS 5,04%.
 A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados
 à prestação do serviço de energia elétrica, como contrônios e doações.
 A PARTIR DE 16/04 ESTA VIGENTE A BANDEIRA VERDE - OFÍCIO CIRCULAR 6/2022 ANEEL
 Períodos Band. Tarif.: Escas.Hidr:02/04-02/05

Figura 5: Trecho de uma fatura de energia mostrando as alíquotas de tributos estaduais (ICMS) e federais (PIS/COFINS).

Fonte: adaptado de Copel, 2022.

2.12 Modalidades de Compensação de Energia

Dentre as quatro modalidades de compensação da energia gerada por micro ou miniusinas citadas anteriormente, a que mais teve adesão até o ano de 2020, consoante os dados da ANEEL, foi a modalidade onde a compensação dos excedentes de geração é realizada apenas na própria unidade em que os créditos foram gerados, tal como pode ser conferido na Tabela 2.

Tabela 2: Número de Unidades Consumidoras por Modalidade de Compensação

Modalidade de Compensação	Quantidade de Usinas	Quantidade de UC's que recebem os Créditos	Potência Instalada (kW)
Autoconsumo Remoto	64.149	190.746	1.071.108,31
Condomínios	194	770	4.672,50
Geração Compartilhada	923	3.444	50.151,26
Geração na Própria UC	392.893	392.893	4.387.413,01
Total	458.159	587.853	5.513.345,08

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2020.

A quantidade de usinas que utilizam os créditos de energia apenas no próprio local de geração representa mais de 85% das usinas de Geração Distribuída (GD) e quase 80% da potência instalada de GD no país. A modalidade de autoconsumo remoto representa cerca de 14% dessas usinas, correspondendo a quase 20% da potência instalada. Cooperativas ou consórcios de energia utilizando os créditos em geração compartilhada têm menor adesão representando apenas 1% da potência instalada em GD.

A Geração Distribuída seria, então, uma forma de melhorar a viabilidade da utilização de instalações de geração de energia elétrica, especialmente aquelas geradas por fontes renováveis, como solar, biomassa, hidráulica e eólica, consoante definição dada pela Resolução 482 da ANEEL. A Tabela 3 mostra os dados de 2020 da ANEEL, com a quantidade de usinas por tipo de fonte de energia, já instaladas em todo o território nacional.

Tabela 3: Número de Usinas e de Unidades Consumidoras por Fonte de Geração

Tipo de Geração	Quantidade de Usinas	Quantidade de UC's que recebem os Créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	37	5.559	29.741,14
EOL	69	132	14.930,70
UFV	457.748	577.239	5.372.398,92
UTE	305	4.923	96.274,32
Total	458.159	587.853	5.513.345,08

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2020.

Nota-se ampla utilização da fonte solar fotovoltaica (UFV) em relação às demais fontes, correspondendo a mais de 97% do total da potência instalada de Geração Distribuída no Brasil.

A demanda por esse tipo de fonte ocorre principalmente em razão da praticidade de sua instalação; disponibilidade da fonte geradora; por permitir que seja implantada mesmo em áreas urbanas - especialmente nos telhados de edificações - e ainda pelo baixo impacto ambiental e visual da paisagem no local da instalação, diferentemente de outras fontes como a hidráulica (CGH) e a eólica (EOL), por exemplo.

Para GAZOLA (2020), a adesão à fonte solar fotovoltaica só não é maior por fatores como o custo elevado dos equipamentos – e isso possivelmente devido à falta de incentivos tributários para importação ou industrialização nacional dos componentes – e ainda pelo baixo fator de capacidade de suas usinas, sendo este oriundo da intermitência da fonte e do rendimento dos equipamentos.

Consumidores que procuram gerar sua própria energia, de maneira geral, o fazem porque buscam economia monetária em suas faturas mensais de energia elétrica, mesmo que precisem fazer um investimento inicial elevado com a aquisição e instalação de suas usinas. Entretanto, é conveniente ressaltar que a verdadeira redução dos seus gastos ocorrerá após a remuneração do investimento.

O anseio de economizar pode ser maior dependendo da modalidade tarifária em que a unidade consumidora está classificada, pois algumas subclasses de consumidores já possuem o benefício da isenção do ICMS em suas tarifas e outras não. O efeito disso é o preço final da energia elétrica que fica diferente para cada

subclasse de consumo, como é o caso do Subgrupo B1 – Residencial que, depois da Resolução Homologatória 2.886 de 22 de junho de 2021 da ANEEL, passou a ter um custo de 0,7685 R\$/kWh, já acrescido dos impostos, enquanto o subgrupo B2 – Rural tem um custo de 0,5456 R\$/kWh, também já acrescido de impostos (ANEEL, 2021).

Nesse contexto, a Tabela 4 mostra resumidamente os dados registrados pela ANEEL com a quantidade de usinas em GD instaladas no Brasil até o ano de 2020, divididas por subclasse de faturamento.

Tabela 4: Número de Unidades Consumidoras por Subclasses de Faturamento

Subclasses do Grupo B	Quantidade de Usinas	Quantidade de UC's que recebem os Créditos	Potência Instalada (kW)
Comercial	71.915	120.871	2.063.240,41
Iluminação Pública	31	38	1.014,89
Industrial	10.444	13.564	485.899,22
Poder Público	1.705	2.342	63.302,36
Residencial	341.525	404.095	2.148.708,23
Rural	32.418	46.723	746.192,28
Serviço Público	121	220	4.987,69
Total	458.159	587.853	5.513.345,08

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2020.

Com os registros da Tabela 4, pode-se notar que a modalidade tarifária que mais aderiu a algum sistema de GD foi o Residencial (subgrupo B1) com aproximadamente 75% das usinas, seguido do Comercial (Subgrupo B3), com aproximadamente 15% e do Rural (Subgrupo B2) com 7%.

As Figuras 5 e 6 salientam os preços da energia para consumidores atendidos em Alta e Baixa Tensão, respectivamente. São os preços da Resolução Homologatória nº 2886, de 22 de junho de 2021 da ANEEL, em cujas tabelas estão destacados os valores da Tarifa de Energia (TE) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que são as principais componentes dos preços das Tarifas de energia elétrica. Tal resolução é a revisão tarifária periódica que originou os preços vigentes praticados na área de concessão da Copel Distribuição. Seus efeitos estarão em vigor para os consumidores no período de 24 de junho de 2021 a 23 de junho de 2022.

O grupo de consumidores atendidos em Alta Tensão (Grupo A) reúne os consumidores que não são atendidos pela rede pública de distribuição e possuem alguma característica que os difere do atendimento geral. Normalmente, essa característica é a potência instalada que, nesse caso, é superior a 75kW. Com isso, seu atendimento é feito em tensão superior a 2,3kV (ANEEL 414, 2010).

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			
				TUSD		TE	
				R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh	
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	36,08	82,60	437,87	
			FP	17,07	82,60	275,36	
	AZUL APE	NA	P	36,08	16,87	0,00	
			FP	17,07	16,87	0,00	
	VERDE	NA	NA	17,07	0,00	0,00	
			P	0,00	959,22	437,87	
	VERDE APE	NA	FP	0,00	82,60	275,36	
			NA	17,07	0,00	0,00	
	DISTRIBUIÇÃO	Cocel	NA	P	0,00	893,50	0,00
				FP	0,00	16,87	0,00
				P	21,92	9,81	0,00
				FP	12,85	9,81	0,00
				NA	0,00	0,00	303,57
				NA	0,00	0,00	303,57
		Forcel	NA	P	21,92	9,81	0,00
				FP	12,85	9,81	0,00
				NA	0,00	0,00	303,57
				P	21,92	9,81	0,00
				FP	12,85	9,81	0,00
				NA	0,00	0,00	0,00
	ESS	NA	P	21,92	9,81	0,00	
FP			12,85	9,81	0,00		
GERAÇÃO	NA	P	6,06	0,00	0,00		
		FP	6,06	0,00	0,00		

Figura 5: Preços da energia para as unidades atendidas em Alta Tensão (Grupo A). Em destaque, a tensão de atendimento (de 2,3 a 25kV), bem como a Modalidade “Verde” das faturas de energia, a qual indica que o preço pago pela Demanda Contratada não varia com as horas do dia. Nas colunas TUSD e TE, aparecem os preços dessas componentes da energia para os Postos Horários de Ponta (P) e Fora Ponta (FP).

Fonte: adaptado de Resolução Homologatória nº 2886 ANEEL, 2021.

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA						
					TUSD		TE	TUSD		TE				
					R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh				
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	561,80	437,87	0,00	582,14	417,39				
				INT	0,00	380,18	275,36	0,00	392,91	260,51				
				FP	0,00	198,56	275,36	0,00	203,67	260,51				
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	269,91	288,90	0,00	278,01	273,59				
				CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	269,91	288,90	0,00	278,01	273,59	
				CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA ⁽¹⁾	NA	0,00	195,80	288,90	0,00	201,89	273,59	
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	515,79	385,33	0,00	534,59	367,31				
				INT	0,00	347,40	242,31	0,00	359,14	229,25				
				FP	0,00	179,01	242,31	0,00	183,69	229,25				
				PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	0,00	237,52	254,23	0,00	244,65	240,76		
				CONVENCIONAL	RURAL	NA	0,00	237,52	254,23	0,00	244,65	240,76		
				CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	230,64	246,87	0,00	237,56	233,78	
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	P	0,00	500,85	374,16	0,00	519,10	356,66				
				INT	0,00	337,34	235,29	0,00	348,73	222,61				
				FP	0,00	173,83	235,29	0,00	178,37	222,61				
				PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	230,64	246,87	0,00	237,56	233,78	
				CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	230,64	246,87	0,00	237,56	233,78	
				CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	230,64	246,87	0,00	237,56	233,78	
	BRANCA	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	P	0,00	492,35	367,81	0,00	510,29	350,61				
				INT	0,00	331,61	231,30	0,00	342,81	218,83				
				FP	0,00	170,88	231,30	0,00	175,34	218,83				
				PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	226,72	242,68	0,00	233,53	229,81	
				CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	226,72	242,68	0,00	233,53	229,81	
				CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	226,72	242,68	0,00	233,53	229,81	
	B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	642,88	437,87	0,00	666,62	417,39			
					INT	0,00	428,83	275,36	0,00	443,59	260,51			
					FP	0,00	214,77	275,36	0,00	220,57	260,51			
		PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	269,91	288,90	0,00	278,01	273,59			
					CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	269,91	288,90	0,00	278,01	273,59
					CONVENCIONAL	NA	NA	NA	0,00	269,91	288,90	0,00	278,01	273,59
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	148,45	158,90	0,00	152,91	150,47				
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	161,95	173,34	0,00	166,81	164,15				
B	GERAÇÃO	TIPO 1	NA	NA	2,35	0,00	0,00	2,55	0,00	0,00				
		TIPO 2	NA	NA	7,42	0,00	0,00	8,04	0,00	0,00				

Figura 6: Preços da energia para as unidades atendidas em Baixa Tensão (Grupo B). Em destaque, a tensão de atendimento (de 2,3 a 25kV), como também a Modalidade “Verde” das faturas de energia, a qual indica que o preço pago pela Demanda Contratada não varia com as horas do dia. Nas colunas TUSD e TE, aparecem os preços dessas componentes da energia para os Postos Horários de Ponta (P) e Fora Ponta (FP).

Fonte: adaptado de Resolução Homologatória nº 2886 ANEEL, 2021.

Os consumidores do Grupo A possuem um transformador de uso particular que

faz a conexão de suas instalações com a rede da distribuidora. Esses consumidores recebem uma classificação tarifária diferenciada, que é chamada de binômica por ser composta por duas cobranças: uma demanda de potência e outra sobre o consumo de energia. Este último ainda é subdividido de acordo com o horário em que foi utilizada a energia e tem preços diferentes. O horário de Ponta é composto por três horas diárias consecutivas, definidas em cada distribuidora a partir da sua curva de carga, mas que, em geral, corresponde ao período entre as 18 e as 21 horas dos dias úteis (exceto sábados, domingos e feriados nacionais reconhecidos). Possui tarifa mais cara que aquela do Horário Fora de Ponta, que é o horário que corresponde às horas do dia complementares ao Horário de Ponta (ANEEL 1000, 2021).

As faturas de energia com essa composição são chamadas de Fatura Horossazonal Verde. Quando o consumidor contrata uma Demanda que também tem preços que variam com os Horários de Ponta e Fora Ponta, essa a Fatura passa a se chamar Horossazonal Azul.

Os consumidores atendidos em Baixa Tensão (Grupo B) são aqueles atendidos em tensão inferior a 2,3kV (ANEEL 1000, 2021), normalmente conectados diretamente na rede pública da distribuidora, e são subdivididos com base na atividade desenvolvida. O faturamento desse grupo é chamado de monômio, pois é composto de apenas uma cobrança, que se refere ao consumo de energia, tendo preços que variam de acordo com os subgrupos, como mostrado na Figura 6.

2.13 Análise Econômica dos Empreendimentos

Antes de iniciar qualquer empreendimento, além do dimensionamento e análise técnica, é saudável e interessante fazer uma avaliação econômica dos projetos visando à viabilidade econômica, dando condições ao investidor de jogar se é ou não um investimento prudente, e se tal projeto lhe dará algum retorno financeiro, e em quanto tempo isso ocorrerá; ou ainda, se um investimento é melhor em um ou em outro projeto. No caso da geração de energia, qual seria o custo unitário da geração de uma ou de outra usina, tendo como base os custos de instalação e manutenção de cada empreendimento.

Com a evolução do mercado de equipamento de geração fotovoltaica, pode-se comparar o custo da energia gerada por esses sistemas ao preço da energia oferecida pelas distribuidoras no mercado regulado, e tendo viabilidade em favor dos sistemas fotovoltaicos, pode-se investir inclusive em sistemas de pequeno porte como os residenciais, produzindo eletricidade para consumo próprio ou para obtenção de créditos resultantes da geração excedente, junto às concessionárias de energia. Para avaliar a viabilidade de tal investimento, é necessário definir o custo da eletricidade gerada pelo sistema de energia fotovoltaica e o desempenho global financeiro do projeto, tendo em vista os seus fluxos de caixa, com despesas e receitas (OZANSKI, 2021).

Os principais indicadores econômicos para avaliação de empreendimentos e projetos estão resumidos a seguir, os quais também foram utilizados por SILVA (2021) em sua verificação financeira da implantação de sistemas fotovoltaicos:

2.13.1 Valor Presente Líquido

Valor Presente Líquido (VPL) consiste em determinar valores de despesas e receitas convertidos ao instante inicial, descontando o fluxo de caixa líquido de cada período futuro gerado durante a vida útil do investimento, segundo uma taxa de juros pré-determinada. O VPL maior ou igual a zero indica a viabilidade econômica do empreendimento, uma vez que geram retorno igual ou maior que o custo de capital investido. Quando um projeto apresenta o VPL menor que zero, seu retorno torna-se inferior ao seu custo de capital e este deixa de ser viável (Hoji, 2010).

2.13.2 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de juros que iguala o valor presente das entradas com o das saídas previstas de caixa. Em outras palavras, a TIR é a taxa que o empreendedor obtém a cada ano sobre o capital investido no projeto, enquanto o investimento inicial é recuperado progressivamente. Pode ser obtida por meio da Equação 6 (CASAROTTO; KOPITKE, 2010).

$$I_0 - \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{[1 + TIR]^i} = 0 \quad (6)$$

Onde:

- TIR: Taxa Interna de Retorno (decimal);
- I_0 : investimento inicial (R\$);
- n: vida útil do projeto (anos);
- FC: fluxo de caixa por período.

2.13.3 Taxa Mínima de Atratividade

É a taxa a partir da qual o investidor leva em conta que está obtendo ganhos financeiros. É uma taxa associada a um baixo risco, ou seja, qualquer sobra de caixa pode ser aplicada, na pior das hipóteses, na TMA. Uma das formas de se analisar um investimento é confrontar a TIR com a TMA do investidor.

Se a TIR for maior que o custo de capital (TMA), o investimento pode ser tido como economicamente viável (CASAROTTO; KOPITKE, 2010).

2.13.4 Payback Descontado

O Payback Descontado (PBD) calcula o tempo de retorno do capital investido, ou seja, o tempo necessário para o investimento se pagar e começar a dar lucro, tendo em vista o efeito de se trazer o fluxo de caixa a valor presente, descontado pela TMA. O PBD é calculado utilizando a Equação 7

$$PBD = \text{mínimo } j, \text{ tal que } \sum_{j=1}^N \frac{B_j}{(1 + i)^j} \geq -FC_0 \quad (7)$$

Onde:

- PBD: *Payback* Descontado;
- B_j: Benefícios futuros (R\$);
- FC₀: Fluxo de Caixa inicial ou Investimento inicial (R\$);
- i: Taxa Mínima de Atratividade (decimal);
- j: período, de 1 até N, sendo N dado em anos.

O projeto é tido como economicamente viável se o PBD for menor que a vida útil do empreendimento (Hoji, 2010).

2.13.5 Custo Nivelado da Energia

Trata-se de um índice que indica o custo unitário da energia gerada, dado em unidades monetárias por unidade de energia (\$ / kWh). SCHRAM (2019) profere que o Custo Nivelado da Energia, ou do inglês *Levelized Cost Of Energy* (LCOE), é uma expressão que resume o quociente entre todos os Custos de implantação de determinada usina, pelas Receitas de tal empreendimento, ambos trazidos a Valor Presente, descontados de uma taxa de juros definida (SCHRAM, 2019). Matematicamente, pode ser expresso pela Equação 8.

$$LCOE = \frac{\sum Custos}{\sum Energia} = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{I_t + (O\&M)_t + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_j}{(1+i)^t}} \quad (8)$$

Onde:

- I_t: Despesas com investimentos no ano “t”, dado em Unidades Monetárias (\$);
- (O&M)_t: Despesas com Operação e Manutenção no ano “t”, dado em \$;
- F_t: Despesas com Combustível no ano “t”, dado em \$;
- E_t: Energia gerada no ano “t”, dado em kWh;
- i: Taxa de Juros (decimal);
- n: vida útil do sistema, dado em anos.

Os investimentos iniciais, ou CAPEX (*Capital Expenditure*), seriam as despesas atreladas à compra dos equipamentos que compõem o sistema. Em se tratando de uma usina Fotovoltaica, seriam os módulos, os inversores, cabos, conectores, estruturas de fixação, equipamentos de proteção, bem como os custos atrelados aos serviços de instalação, como mão de obra, projeto e homologação na distribuidora, equipes de montadores, ferramentas, deslocamentos, terraplanagem, entre outros.

Já os custos com Operação e Manutenção, ou OPEX (*Operational Expenditure*), são os custos atrelados com a troca e substituição de equipamentos ao longo do tempo para manter a usina operando, além dos custos das equipes de monitoramento do sistema, limpeza e conservação, visitas para manutenção corretiva e preditiva e ainda custos com contabilidade, entre outros (Canal Solar, 2020).

3. MATERIAL E MÉTODOS

Foram realizados estudos utilizando ferramentas de cálculo computacionais, sobre potências e consumos hipotéticos. Foi iniciado com um panorama entre os modelos de negócio usando usinas em Geração Distribuída, levando em conta os conceitos da seção anterior, principalmente em relação às condições para isenção de impostos, bem como a modalidade tarifária e o modelo de compensação de energia.

Com base na revisão bibliográfica, a Tabela 5 apresenta um resumo dos principais lançamentos na fatura de cada caso de utilização da compensação da energia.

Tabela 5: Lançamentos nas Faturas de Energia de acordo com a Geração

Tamanho da Geradora	Microgeração		Minigeração	
	Autoconsumo	Compartilhada	Auto Consumo	Compartilhada
Tipo de Compensação				
Subtipos	Local ou Remoto	Condomínios Consórcios Cooperativas	Local ou Remoto	Condomínios Consórcios Cooperativas
Titularidade	Mesma	Diferente	Mesma	Diferente
ICMS	Isento	Incide	Isento (se <1MW)	Incide
PIS/COFINS	Isento	Incide	Isento	Incide
Tarifa Mínima	Incide	Incide	Incide (=112,5kVA)	Incide (=112,5kVA)
Demanda	Isento	Isento	Sim (>112,5kVA)	Incide (>112,5kVA)
Posto tarifário	Isento	Isento	Incide (>112,5kVA)	Incide (>112,5kVA)
Bandeira	Isento	Isento	Isento	Isento

Nota-se aqui que os modelos de Geração Compartilhada possuem a cobrança dos tributos estaduais e federais, e que o modelo que mais recebe isenções de cobranças é aquele em que as titularidades das UCs participantes são as mesmas, como é o caso do Autoconsumo - Local ou Remoto. Em resumo, o sucesso de um empreendimento fica em função principalmente dos incentivos tributários e da classe de faturamento.

Dos sistemas de compensação possíveis, foi utilizado nas simulações o modelo de Autoconsumo Remoto, por meio do qual é possível, por exemplo, fazer uma espécie de aluguel da usina, em que um investidor pode construir e alugar uma usina para algum interessado, passando para o locatário a titularidade desse empreendimento, beneficiando-o com a energia gerada pela usina. O locatário recebe

a energia em forma de créditos em sua fatura, e paga ao proprietário da usina o valor referente a esses créditos de energia. Obviamente, para ser viável ao locatário, o preço que ele paga por essa energia vinda da usina deve ser menor do que o valor que ele pagava para a distribuidora antes do aluguel. Aqui, nesse estudo foi considerado que o locatário irá receber um desconto de 10% e relação ao preço que ele pagaria para a distribuidora, ou seja, as usinas serão remuneradas por um preço 10% menor que o preço que um consumidor pagaria pela energia da distribuidora, tal como ilustrado na Figura 7.

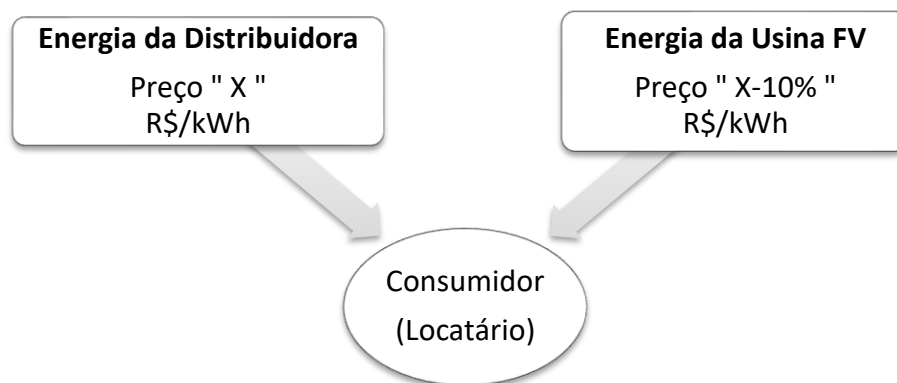


Figura 7: Esquema mostrando o desconto percentual em relação a Distribuidora que um locatário pagaria pela energia recebida de uma usina FV.

3.1 Metodologia

Neste trabalho, foi estudada a fonte de energia solar fotovoltaica por apresentar maior flexibilidade de instalação, quando comparada às demais fontes de energia renovável, como a eólica, hidráulica e biomassa.

Para avaliar as diferentes possibilidades de empreendimentos apresentados na revisão, foram investigados os cenários listados na Tabela 6 para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*On Grid*):

Tabela 6: Cenários com os tamanhos de usinas e o sistema de compensação adotado.

Cenário	Categoria	Potência (kW)	Compensação
1	Microgeração	30	Autoconsumo
2	Minigeração	300	Autoconsumo
3	Minigeração	3000	Autoconsumo

Para avaliar a viabilidade econômica desses empreendimentos, foi suposto que a energia gerada por cada uma dessas usinas seria utilizada por dois tipos distintos de consumidores – primeiro cada uma delas entregaria para um consumidor do grupo B e posteriormente para um consumidor do grupo A, conforme Figura 8.

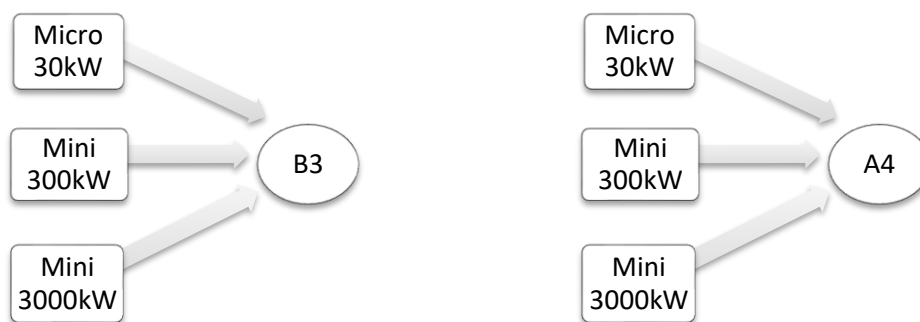


Figura 8: Esquema onde cada usina irá destinar a energia gerada para cada consumidor, na esquerda consumidor B3 e na Direita consumidor A4.

Para ilustração de cada caso, foram definidos e caracterizados esses consumidores, como mostrado na Tabela 7, de modo a possibilitar simulações. O primeiro grupo de consumidores seria do tipo comercial, atendidos em baixa tensão, Subgrupo B3, tipicamente uma loja de varejo, uma padaria, um mercado pequeno, um posto de combustíveis, entre outros. Os principais dados desse consumidor estão listados na coluna 2 da Tabela 7. O segundo grupo seria composto por consumidores atendidos e faturados em Alta Tensão, localizados em áreas urbanas e proximidades como, por exemplo, um *shopping center*, ou um hospital, uma universidade, entre outros. Os principais dados desse consumidor estão listados na última coluna da Tabela 7.

Tabela 7- Dados convencionados para os dois tipos de consumidores das simulações.

Consumidor	1	2
Grupo	B	A
Subgrupo	B3	A4
Tensão 1	220V	13,8kV
Tensão 2	220V	220V
Nº de Fases	3	3
Carga	45kVA	150kVA
Disjuntor	100	400
Taxa de Disponibilidade	100kWh	
Demanda		100kW
Consumo Médio		
Convencional (kWh)	4.000	
Ponta (kWh)		200
Fora Ponta (kWh)		15.000
Preço do kWh		
Convencional (R\$/kWh)	0,83	
Ponta (R\$/kWh)		2,09
Fora Ponta (R\$/kWh)		0,54

Nos cenários que utilizaram uma usina de 30kW, levou-se em conta que a energia produzida seria utilizada por apenas um consumidor, já que a usina é

pequena.

Nos cenários com potências mais elevadas, de 300kW e de 3000kW, considerou-se que seria necessário mais de um consumidor para utilizar toda a energia gerada em cada uma das usinas. Para simplificação, foi ponderado que todos os consumidores teriam potências aproximadamente iguais: aqueles do grupo B todos teriam consumo médio mensal aproximado e aqueles do grupo A também teriam aproximadamente o mesmo consumo, tanto na Ponta quanto Fora da Ponta, como também aproximadamente a mesma demanda contratada.

Tendo sido destacadas as referidas explicações, foi utilizada a sequência de procedimentos abaixo a fim de se encontrar o valor do custo unitário da energia produzida em cada um desses cenários:

1. Dimensionamento das usinas fotovoltaicas;
2. Cálculo dos custos da implantação e manutenção de cada empreendimento;
3. Cálculos de análise de viabilidade econômica para cada usina, utilizando indicadores como o Tempo de Retorno do Investimento (*Payback*), o Valor presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Custo Nivelado da Energia (LCOE).

Para as simulações e cálculos foram adotados os seguintes parâmetros:

3.1.1 Sistema de Compensação

Foram feitas suposições de que cada planta terá apenas geração de energia – não terão cargas conectadas no mesmo ponto - e que para aproveitamento da energia gerada será adotado o modelo de Autoconsumo Remoto.

3.1.2 Módulos Fotovoltaicos

Para as simulações, foram utilizados Módulos Fotovoltaicos do tipo Monocristalino, de potência 550W, cujas principais características elétricas e mecânicas são apresentadas na Folha de Dados do equipamento, no ANEXO I.

3.1.3 Inversor Fotovoltaico

Para cada simulação, foi utilizado um inversor cuja potência corresponde ao tamanho pretendido para a usina.

Para o primeiro cenário, será adotado um inversor de 30kW, cuja folha de dados se encontra no ANEXO II.

No segundo cenário, minigeração com benefício da isenção do ICMS na TUSD, será levada em conta uma usina de potência de 300kW, em que serão utilizados 3 inversores de 100kW, cuja folha de dados está no ANEXO III.

Para o terceiro cenário, será simulada uma usina de 3MW, na qual serão utilizados 30 inversores de 100kW, iguais aos anteriores, ambos com base no que é especificado na Tabela 9.

3.1.4 Estruturas de Fixação dos Módulos Fotovoltaicos

Para todas as simulações foram utilizadas estruturas de instalação em solo, compostas por colunas pré-fabricadas de concreto e de treliças de Ferro Galvanizado.

3.1.5 Local de Instalação das Usinas

O local escolhido para uma suposta construção de usinas solares fotovoltaicas foi um terreno na zona rural no município de Palotina, região Oeste do Paraná, em uma região distante apenas 1000 metros da Subestação da Copel, cujas coordenadas geográficas são: 24°16'23.9" S e 53°49'33.7". De acordo com o CRESESB, para inclinação igual a Latitude Local (24°N), tem-se irradiação média de aproximadamente 5,05 kWh/m².dia, segundo a Figura 8, em que é mostrado um registro das variações anuais (CRESESB, 2022).

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Palotina
Município: Palotina, PR - BRASIL
Latitude: 24,301° S
Longitude: 53,849° O
Distância do ponto de ref. (24,273306° S; 53,826028° O): 3,9 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,18	5,73	5,31	4,40	3,45	3,08	3,24	4,24	4,54	5,31	6,15	6,55	4,85	3,47
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	24° N	5,56	5,48	5,51	5,05	4,30	4,03	4,15	5,08	4,87	5,20	5,61	5,79	5,05	1,76
<input type="checkbox"/>	Maior média anual	20° N	5,71	5,57	5,52	4,98	4,20	3,91	4,03	4,98	4,86	5,26	5,75	5,96	5,06	2,05
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	44° N	4,60	4,77	5,13	5,08	4,58	4,41	4,48	5,26	4,67	4,63	4,70	4,70	4,75	,85

Figura 8: Níveis de irradiação solar diária média a cada mês para a localidade escolhida.
Fonte: CRESESB, 2022.

Graficamente, a variação anual da irradiação solar diária média mensal pode ser vista na Figura 9, em que se são notados claramente os meses com níveis elevados de irradiação e meses em que esse parâmetro é menor.

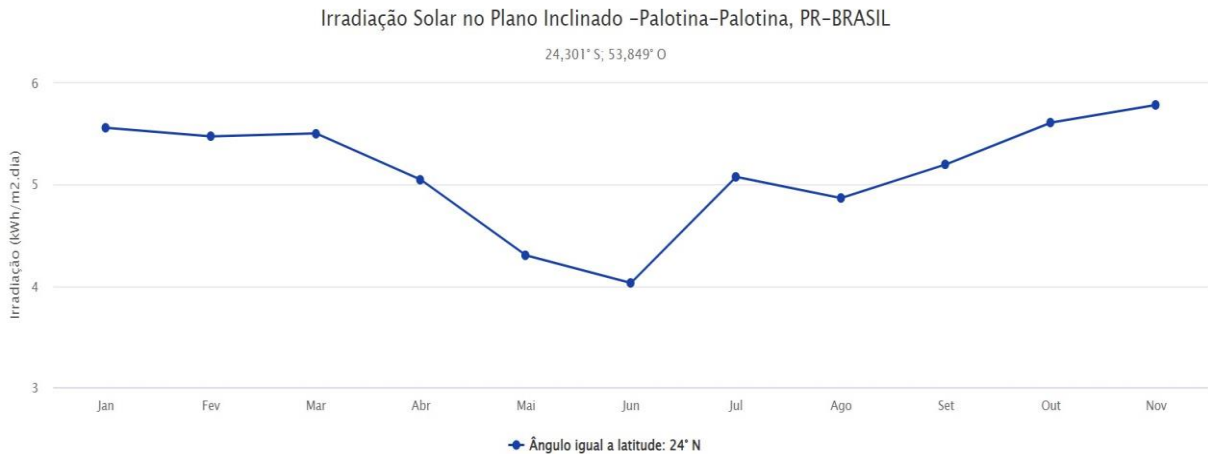


Figura 9: Curva com os Níveis de irradiação solar diária média mensal.
Fonte: CRESESB, 2022

3.1.6 Perdas do Sistema

Cogita-se que as perdas com a eficiência dos módulos, perdas térmicas, por queda de tensão, entre outras, resultem em uma Taxa de Desempenho de 75% para esses sistemas.

3.1.7 Taxa de Juros

Como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) desses projetos será considerada uma taxa equivalente a Taxa Básica de Juros nacionais – a SELIC – que depois da reunião do COPOM em 15 de junho de 2022, ficou em 13,25% (Banco Central, 2022).

3.1.8 Variação da Inflação e das Tarifas de Energia

A variação do preço das Tarifas de Energia normalmente é positiva, ou seja, sofre aumento, isso torna mais atrativo os investimentos em geração de energia, já que a energia fornecida pela distribuidora fica mais cara a cada ano.

Em contrapartida, a inflação, que também normalmente é positiva, causa uma perda do valor do dinheiro no decorrer do tempo.

Com isso, se essas duas variáveis tiverem seus índices aproximados, seus efeitos se anularão mutuamente, ao ponto de poderem ser desprezadas nas simulações de viabilidade financeira, principalmente em relação aos seus efeitos sobre o *PayBack* - Tempo de Retorno do Investimento.

4. RESULTADOS

4.1 Cenário 1 – Microgeração de 30kW – Cliente B3

Para essa primeira simulação, uma usina com 1 inversor de 30kW irá destinar sua produção de energia para um consumidor B3, que tem um consumo médio aproximado de 4.000 kWh, como mostra a Tabela 7.

Utilizando esses dados com o nível médio de irradiação da Figura 7 que, para um ângulo igual ao da Latitude local, é de 5,05 kWh/m².dia, chega-se, por meio da Equação 1, a um valor de Potência Fotovoltaica (PFV) de aproximadamente 34kWp.

Levando em conta a instalação em solo, e fazendo-se uma estimativa com os preços correntes de mercado, o custo de aquisição e instalação dessa usina seria da ordem de R\$150.000,00, como listado na Tabela 8 que, resumidamente, pode destacar a relação de 5 R\$/W de potência instalada.

Tabela 8: Relação dos custos aproximados para implantação da Usina FV de 30kW

Descrição	Qtde	Potência Unitária	Potência (kWp)	Custo Unitário	Custos (R\$)
Módulos Fotovoltaicos (Wp)	64	550	35,2	1.200,00	76.800,00
Inversor solar (kW)	1	30	30	15.000,00	15.000,00
Estruturas de Fixação em solo				100,00	6.400,00
Serviços de ordem civil (fundação, concretagem)				200,00	12.800,00
Proteção CC e CA e Circuito de Ligação com a rede					10.200,00
Serviços de ordem elétrica (instalação, ligação, conexão)				200,00	12.800,00
Projeto e Homologação na Distribuidora					16.000,00
Custo Total do sistema					150.000,00

Dessa forma, com base na potência instalada de módulos fotovoltaicos, o número de horas de sol pleno por dia, o número de dias por mês e a Taxa de Desempenho do sistema, pode-se estimar a quantidade de energia gerada por mês, em kWh, por esse painel - que nesse caso seria de aproximadamente 4.060kWh, tal como na Tabela 9.

Tabela 9: Geração Estimada de Energia pela Usina de 30kW.

Descrição	Valor	Unidade
Horas de Sol Pleno por dia	5,06	horas
Nº médio de dias por mês do ano	30	dias
Taxa de Desempenho do Sistema	75%	%
Geração Média Mensal da Usina	4.059,08	kWh
Geração Média Anual da Usina	48.708,94	kWh
Taxa de Disponibilidade do Sistema Trifásico	100	KWh
Geração Anual sem a Taxa de Disponibilidade	47.508,94	kWh / ano

De onde pode-se chegar ao custo evitado anual, conforme Tabela 10.

Na mesma tabela, é salientado o valor que o locatário pagaria pela energia dessa usina, ou seja, o valor que irá remunerar a energia produzida por ela. Com base

no resumo do consumidor B3, ressaltado na Tabela 7, o valor do kWh da Distribuidora seria de 0,83 R\$/kWh. Entretanto, para ser viável ao locatário comprar a energia dessa usina, ele pagará 10% a menos do que pagaria para a distribuidora, isto é, 0,7470 R\$/kWh. A Tabela 10 mostra o que se menciona.

Tabela 10: Cálculo do custo evitado anual da usina de 30kW

Descrição	Valor	Unidade
Geração Anual sem a Taxa de Disponibilidade	47.508,94	kWh / ano
Preço da Energia no ano vigente	0,83	R\$/kWh
Desconto em relação à Distribuidora	10	%
Preço para Remunerar a Usina	0,7470	R\$/kWh
Custo evitado de energia	35.489,18	R\$ / ano
Custos Anuais com Operação e Manutenção	1000	R\$ / ano

Na Tabela anterior, foram evidenciados ainda os custos com Operação e Manutenção da usina, sendo estimado o valor de 1.000 R\$/ano que inclui despesas com deslocamento até o local da usina, limpeza e conservação, entre outros.

Para os cálculos de análise econômica desse investimento, foram feitas algumas ponderações e adotadas algumas premissas, tal como as listadas na Tabela 11:

Tabela 11: Premissas adotadas para o cálculo de viabilidade econômica

Descrição	Valor	Unidade
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	13,25%	%
Variação média anual da tarifa de EE (últimos 8 anos)	6%	%
Variação média anual da inflação (últimos 8 anos)	6%	%
Vida útil dos módulos fotovoltaicos	25	anos
Vida útil do inversor	10	anos

Na Tabela 12, é enfatizado o Fluxo de Caixa resumindo as despesas e receitas desse projeto, com a influência da taxa de juros adotada.

Tabela 12: Fluxo de Caixa SEM analisar a inflação e SEM o aumento da Tarifa de Energia para uma usina de 30kW, em que VP seria o Valor Presente e TMA a Taxa Mínima de Atratividade adotada para o projeto.

Ano	Custos	Receitas (Custos evitados)	Saldo	Saldo acumulado	Saldo no VP com TMA	Saldo no VP com TMA acumulado
0	-150.000,00	0,00	-150.000,00	-150.000,00	-150.000,00	-150.000,00
1	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	-115.510,82	30.454,02	-119.545,98
2	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	-81.021,65	26.890,97	-92.655,02
3	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	-46.532,47	23.744,78	-68.910,23
4	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	-12.043,29	20.966,70	-47.943,54
5	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	22.445,88	18.513,64	-29.429,90
6	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	56.935,06	16.347,58	-13.082,32
7	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	91.424,24	14.434,95	1.352,64
8	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	125.913,41	12.746,09	14.098,73
9	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	160.402,59	11.254,83	25.353,56
10	-16.000,00	35.489,18	19.489,18	179.891,76	5.615,80	30.969,36
11	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	214.380,94	8.775,31	39.744,67
12	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	248.870,12	7.748,62	47.493,29
13	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	283.359,29	6.842,05	54.335,33
14	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	317.848,47	6.041,54	60.376,88
15	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	352.337,65	5.334,70	65.711,57
16	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	386.826,82	4.710,55	70.422,12
17	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	421.316,00	4.159,42	74.581,55
18	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	455.805,18	3.672,78	78.254,33
19	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	490.294,35	3.243,07	81.497,40
20	-16.000,00	35.489,18	19.489,18	509.783,53	1.618,19	83.115,59
21	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	544.272,71	2.528,60	85.644,19
22	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	578.761,88	2.232,76	87.876,95
23	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	613.251,06	1.971,53	89.848,48
24	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	647.740,24	1.740,87	91.589,35
25	-1.000,00	35.489,18	34.489,18	682.229,41	1.537,19	93.126,54

Na transição do sinal Negativo para Positivo da última coluna, teremos o tempo em anos de retorno do investimento inicial, ou seja, para essa simulação, o *PayBack* se deu em 7 anos.

Aplicando a equação do VPL nessa mesma coluna, e levando em conta a TMA adotada de 13,25% como taxa de juros, encontra-se o valor destacado na última célula como sendo o Valor Presente Líquido desse projeto, que é de R\$93.126,54.

Ademais, aplicados os conceitos da TIR ao Fluxo de Caixa da coluna "Saldo", encontra-se uma taxa de 23% (que é maior que a TMA adotada).

Finalmente, relacionando o somatório das despesas de implantação e operação dessa usina com o somatório das receitas com a energia gerada por ela, pode-se estimar o custo nivelado da energia (LCOE), como mostrado na Tabela 13.

Tabela 13: Custo Nivelado da Energia (LCOE) ao longo da vida útil dos módulos da usina de 30kW

Ano	Despesas	Despesas no VP	Energia no VP
0	150.000,00	150.000,00	0,00
1	1.000,00	883,00	41.950,50
2	1.000,00	779,69	37.042,38
3	1.000,00	688,47	32.708,50
4	1.000,00	607,92	28.881,68
5	1.000,00	536,80	25.502,59
6	1.000,00	473,99	22.518,84
7	1.000,00	418,54	19.884,19
8	1.000,00	369,57	17.557,78
9	1.000,00	326,33	15.503,56
10	16.000,00	4.610,39	13.689,68
11	1.000,00	254,44	12.088,02
12	1.000,00	224,67	10.673,74
13	1.000,00	198,38	9.424,94
14	1.000,00	175,17	8.322,24
15	1.000,00	154,68	7.348,56
16	1.000,00	136,58	6.488,79
17	1.000,00	120,60	5.729,62
18	1.000,00	106,49	5.059,27
19	1.000,00	94,03	4.467,34
20	16.000,00	1.328,48	3.944,67
21	1.000,00	73,32	3.483,16
22	1.000,00	64,74	3.075,63
23	1.000,00	57,16	2.715,79
24	1.000,00	50,48	2.398,05
25	1.000,00	44,57	2.117,48
Soma		162.778,49	342.577,01
LCOE =		0,4752 R\$ / kWh	

Esse indicador mostra que o custo unitário da energia produzida por essa usina é de 0,4752 R\$/kWh. Tendo em vista que o locatário pagaria 0,7470 R\$/kWh, então, essa usina seria remunerada por um valor 57% maior que seu custo de implantação e manutenção.

4.2 Cenário 2 – Minigeração de 300kW – Cliente B3

Na segunda simulação, utilizou-se uma usina de 300kW, classificada, portanto, em Minigeração, pertencente ao Grupo A de faturamento. Como a potência é menor que 1MW, ainda recebe a isenção de ICMS na TE da energia compensada.

A Tabela 14 resume os custos de implantação dessa usina, para a qual foram observadas algumas simplificações, resultando na mesma relação R\$/W que a usina anterior.

Tabela 14: Relação dos custos aproximados para implantação da Usina FV de 300kW

Descrição	Qtde	Potência Unitária	Potência (kWp)	Custo Unitário	Custos (R\$)
Módulos Fotovoltaicos (Wp)	730	550	401,5	1.200,00	876.000,00
Inversor solar (kW)	3	100	300	33.500,00	100.500,00
Estruturas de Fixação em solo				100,00	73.000,00
Serviços de ordem civil (fundação, concretagem)				200,00	146.000,00
Proteção CC e CA e Circuito de Ligação com a rede					98.500,00
Serviços de ordem elétrica (instalação, ligação, conexão)				200,00	146.000,00
Projeto e Homologação na Distribuidora					60.000,00
Custo Total do sistema					1.500.000,00

A Tabela 15 mostra a estimativa de geração de energia dessa usina de 300kW.

Tabela 15: Geração Estimada de Energia pela Usina de 300kW.

Descrição	Valor	unidade
Horas de Sol Pleno por dia	5,06	horas
Nº médio de dias por mês do ano	30	dias
Taxa de Desempenho do Sistema	75%	%
Geração Média Mensal da Usina	46.298,86	kWh
Geração Média Anual da Usina	555.586,32	kWh
Taxa de Disponibilidade do Sistema Trifásico	0	KWh
Geração Anual sem a Taxa de Disponibilidade	555.586,32	kWh / ano

A Tabela 16 mostra a estimativa do custo evitado anual com essa usina de 300kW, bem como os custos anuais com operação e manutenção e o preço do kWh.

Tabela 16: Cálculo do custo evitado anual pela Usina de 300kW.

Descrição	Valor	Unidade
Geração Anual sem a Taxa de Disponibilidade	555.586,32	kWh / ano
Preço da Energia no ano vigente	0,83	R\$/kWh
Desconto em relação à Distribuidora	10	%
Preço para Remunerar a Usina	0,7470	R\$/kWh
Custo evitado de energia	415.022,98	R\$ / ano
Demanda Contratada	82.800,00	R\$ / ano
Custos Anuais com Operação e Manutenção	3.000,00	R\$ / ano

Nesse caso, como se trata de minigeração, o atendimento será em alta tensão e o faturamento do Grupo A, pois terá um contrato de demanda, ao invés da Taxa de Disponibilidade, segundo a Tabela 7.

O valor de cada kW de demanda para essa usina será de 17,07 R\$/kW, salientados na Figura 5, que acrescidos de 29% de ICMS e 6,13% de PIS/Cofins, chega a um valor de aproximadamente 23 R\$/kW, resultando em R\$6.900,00 por mês, o que por ano representa R\$82.800,00, tal como mostrado no Fluxo de Caixa da Tabela 17, que se junta aos R\$3.000,00 dos custos de Operação e Manutenção da usina.

Tabela 17: Fluxo de Caixa SEM analisar a inflação e SEM o aumento da Tarifa de Energia para uma usina de 300kW, em que VP seria o Valor Presente e TMA a Taxa Mínima de Atratividade adotada para o projeto.

Ano	Custos	Receitas (Custos evitados)	Saldo	Saldo acumulado	Saldo no VP com TMA	Saldo no VP com TMA acumulado
0	-1.500.000,00	0,00	-1.500.000,00	-1.500.000,00	-1.500.000,00	-1.500.000,00
1	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	-1.170.777,02	290.704,62	-1.209.295,38
2	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	-841.554,04	256.692,82	-952.602,56
3	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	-512.331,05	226.660,33	-725.942,23
4	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	-183.108,07	200.141,57	-525.800,66
5	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	146.114,91	176.725,45	-349.075,21
6	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	475.337,89	156.048,96	-193.026,25
7	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	804.560,87	137.791,58	-55.234,68
8	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	1.133.783,85	121.670,27	66.435,59
9	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	1.463.006,84	107.435,11	173.870,70
10	-186.300,00	415.022,98	228.722,98	1.691.729,82	65.906,42	239.777,12
11	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	2.020.952,80	83.766,40	323.543,51
12	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	2.350.175,78	73.965,91	397.509,43
13	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	2.679.398,76	65.312,06	462.821,49
14	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	3.008.621,74	57.670,70	520.492,19
15	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	3.337.844,73	50.923,35	571.415,54
16	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	3.667.067,71	44.965,43	616.380,97
17	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	3.996.290,69	39.704,58	656.085,55
18	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	4.325.513,67	35.059,23	691.144,77
19	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	4.654.736,65	30.957,38	722.102,15
20	-186.300,00	415.022,98	228.722,98	4.883.459,64	18.990,90	741.093,05
21	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	5.212.682,62	24.137,25	765.230,30
22	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	5.541.905,60	21.313,24	786.543,54
23	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	5.871.128,58	18.819,64	805.363,18
24	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	6.200.351,56	16.617,78	821.980,96
25	-85.800,00	415.022,98	329.222,98	6.529.574,54	14.673,54	836.654,50

Para essa simulação, o *PayBack* se deu em 8 anos.

O Valor Presente Líquido desse projeto é de R\$836.654,50

A TIR do Fluxo de Caixa da coluna "Saldo" ficou em 22% (que é maior que a TMA adotada).

O custo nivelado da energia (LCOE), chegou a um valor de 0,52675 R\$/kWh, como evidenciado na Tabela 18, que tem a influência de um lançamento que não existe na microgeração, mas que aparece na minigeração, que é a Demanda de Potência.

Tabela 18: Custo Nivelado da Energia ao longo da vida útil dos módulos da usina de 300kW

ano	Despesas	Despesas no VP	Geração de energia
0	1.500.000,00	1.500.000,00	0,00
1	85.800,00	75.761,59	490.583,95
2	85.800,00	66.897,65	433.186,71
3	85.800,00	59.070,77	382.504,82
4	85.800,00	52.159,62	337.752,60
5	85.800,00	46.057,06	298.236,29
6	85.800,00	40.668,49	263.343,30
7	85.800,00	35.910,36	232.532,72
8	85.800,00	31.708,93	205.326,90
9	85.800,00	27.999,06	181.304,11
10	186.300,00	53.682,25	160.091,93
11	85.800,00	21.830,67	141.361,53
12	85.800,00	19.276,53	124.822,54
13	85.800,00	17.021,21	110.218,58
14	85.800,00	15.029,77	97.323,25
15	85.800,00	13.271,32	85.936,64
16	85.800,00	11.718,61	75.882,25
17	85.800,00	10.347,55	67.004,19
18	85.800,00	9.136,91	59.164,85
19	85.800,00	8.067,91	52.242,69
20	1.530.483,48	127.076,26	46.130,41
21	85.800,00	6.290,50	40.733,26
22	85.800,00	5.554,52	35.967,55
23	85.800,00	4.904,65	31.759,43
24	85.800,00	4.330,82	28.043,65
25	85.800,00	3.824,12	24.762,60
Soma		2.267.597,16	4.006.216,75
LCOE =		0,5660 R\$ / kWh	

4.3 Cenário 3 – Mini Geração de 3000kW – Cliente B3

Na terceira simulação, utilizou-se uma usina de 3000kW, classificada em Minigeração, pertencente ao Grupo A de faturamento sem o benefício do CONFAZ.

Tendo em vista ainda o mesmo consumidor B3 que irá receber os créditos de energia gerada por essa usina, com o mesmo desconto de 10% sobre a distribuidora.

A Tabela 19 resume os custos de implantação dessa usina, para a qual também foram ponderadas algumas simplificações, resultando também na mesma relação R\$/W que a usina de 300kW.

Tabela 19: Relação dos custos aproximados para implantação da Usina FV de 3000kW

Descrição	Qtde	Potência Unitária	Potência (kWp)	Custo Unitário	Custos (R\$)
Módulos Fotovoltaicos (Wp)	7500	550	4125	1.200,00	9.000.000,00
Inversor solar (kW)	30	100	3000	33.500,00	1.005.000,00
Estruturas de Fixação em solo				100,00	750.000,00
Serviços de ordem civil (fundação, concretagem)				200,00	1.500.000,00
Proteção CC e CA e Circuito de Ligação com a rede					545.000,00
Serviços de ordem elétrica (instalação, ligação, conexão)				200,00	1.500.000,00
Projeto e Homologação na Distribuidora					700.000,00
Custo Total do sistema					15.000.000,00

A Tabela 20 mostra a estimativa de geração de energia dessa usina de 3000kW.

Tabela 20: Geração Estimada de Energia pela Usina de 3000kW.

Descrição	Valor	unidade
Horas de Sol Pleno por dia	5,06	horas
Nº médio de dias por mês do ano	30	dias
Taxa de Desempenho do Sistema	75%	%
Geração Média Mensal da Usina	475.673,22	kWh
Geração Média Anual da Usina	5.708.078,64	kWh
Taxa de Disponibilidade do Sistema Trifásico	0	KWh
Geração Anual sem a Taxa de Disponibilidade	5.708.078,64	kWh / ano

A Tabela 21 mostra a estimativa do custo com essa usina de 3000kW.

Tabela 21: Cálculo do custo evitado anual pela Usina de 3000kW.

Descrição	Valor	unidade
Geração Anual sem a Taxa de Disponibilidade	5.708.078,64	kWh / ano
Preço da Energia no ano vigente	0,83	R\$/kWh
Desconto em relação à Distribuidora	10	%
Preço para Remunerar a Usina	0,7470	R\$/kWh
Custo evitado de energia	4.263.934,74	R\$ / ano
Demanda Contratada	828.000,00	R\$ / ano
Custos Anuais com Operação e Manutenção	30.000,00	R\$ / ano

Para a avaliação econômica, foram utilizados os mesmos critérios anteriores, de onde advém o Fluxo de Caixa da Tabela 22.

Tabela 22: Fluxo de Caixa SEM considerar a inflação e SEM o aumento da Tarifa de Energia para uma usina de 3000kW

Ano	Custos	Receitas (Custos evitados)	Saldo	Saldo acumulado	Saldo no VP com TMA	Saldo no VP com TMA acumulado
0	15.000.000,00	0,00	15.000.000,00	-15.000.000,00	15.000.000,00	15.000.000,00
1	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	-11.594.065,26	3.007.447,90	11.992.552,10
2	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	-8.188.130,51	2.655.583,13	-9.336.968,97
3	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	-4.782.195,77	2.344.885,77	-6.992.083,20
4	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	-1.376.261,02	2.070.539,31	-4.921.543,89
5	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	2.029.673,72	1.828.290,78	-3.093.253,11
6	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	5.435.608,46	1.614.384,80	-1.478.868,31
7	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	8.841.543,21	1.425.505,34	-53.362,98
8	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	12.247.477,95	1.258.724,36	1.205.361,38
9	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	15.653.412,70	1.111.456,39	2.316.817,77
10	-1.863.000,00	4.263.934,74	2.400.934,74	18.054.347,44	691.828,18	3.008.645,96
11	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	21.460.282,18	866.594,65	3.875.240,61
12	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	24.866.216,93	765.204,99	4.640.445,60
13	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	28.272.151,67	675.677,70	5.316.123,30
14	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	31.678.086,42	596.624,90	5.912.748,20
15	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	35.084.021,16	526.821,10	6.439.569,30
16	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	38.489.955,91	465.184,20	6.904.753,50
17	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	41.895.890,65	410.758,67	7.315.512,17
18	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	45.301.825,39	362.700,81	7.678.212,98
19	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	48.707.760,14	320.265,62	7.998.478,60
20	-1.863.000,00	4.263.934,74	2.400.934,74	51.108.694,88	199.349,96	8.197.828,56
21	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	54.514.629,63	249.708,83	8.447.537,39
22	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	57.920.564,37	220.493,45	8.668.030,83
23	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	61.326.499,11	194.696,20	8.862.727,03
24	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	64.732.433,86	171.917,18	9.034.644,21
25	-858.000,00	4.263.934,74	3.405.934,74	68.138.368,60	151.803,25	9.186.447,45

Para essa simulação, o *PayBack* se deu em 8 anos.

O Valor Presente Líquido desse projeto é de R\$9.186.447,45.

A TIR do fluxo de caixa da coluna "Saldo" ficou em 22% (que é maior que a TMA adotada).

O Custo Nivelado da Energia leva em conta os dados da Tabela 21. Chegou-se a um valor de 0,52381R\$/kWh, mostrado na Tabela 23.

Tabela 23: Custo Nivelado da Energia ao longo da vida útil dos módulos da usina de 3000kW

Ano	Despesas	Despesas no VP	Geração de energia
0	15.000.000,00	15.000.000,00	0,00
1	858.000,00	757.615,89	5.040.246,04
2	858.000,00	668.976,51	4.450.548,38
3	858.000,00	590.707,73	3.929.844,04
4	858.000,00	521.596,23	3.470.060,97
5	858.000,00	460.570,62	3.064.071,49
6	858.000,00	406.684,88	2.705.581,89
7	858.000,00	359.103,64	2.389.034,78
8	858.000,00	317.089,31	2.109.522,99
9	858.000,00	279.990,56	1.862.713,45
10	1.863.000,00	536.822,55	1.644.780,09
11	858.000,00	218.306,65	1.452.344,45
12	858.000,00	192.765,26	1.282.423,36
13	858.000,00	170.212,15	1.132.382,66
14	858.000,00	150.297,70	999.896,38
15	858.000,00	132.713,20	882.910,72
16	858.000,00	117.186,05	779.612,11
17	858.000,00	103.475,54	688.399,21
18	858.000,00	91.369,13	607.858,03
19	858.000,00	80.679,14	536.739,98
20	1.863.000,00	154.685,16	473.942,59
21	858.000,00	62.904,96	418.492,35
22	858.000,00	55.545,22	369.529,67
23	858.000,00	49.046,55	326.295,51
24	858.000,00	43.308,21	288.119,66
25	858.000,00	38.241,24	254.410,29
Soma		21.559.894,09	41.159.761,10
LCOE =		0,52381	R\$ / kWh

A Tabela 24 faz um resumo dos indicadores econômicos encontrados nessas simulações levando em conta o consumidor B3 sendo o usuário da energia gerada pelas usinas, em seus 3 patamares de potência.

Tabela 24: Resumo dos indicadores econômicos para remuneração pelo consumidor B3

Consumidor B3	30	300	3000
Investimento	R\$ 150.000,00	R\$ 1.500.000,00	R\$ 15.000.000,00
R\$ / W	5	5	5
PB	7	8	8
TIR	23	22	22
VPL	R\$ 93.126,54	R\$ 836.654,50	R\$ 9.186.447,45
VPL % do investido	0,62	0,56	0,61
LCOE	0,4752	0,5660	0,5238

4.4 Cenários com Consumidor A4

Na segunda parte das simulações, foram levados em conta 3 patamares de potência das usinas, mantendo a linearidade entre os custos de implantação, atendendo agora a um consumidor do grupo de Alta Tensão A4, o qual possui fatura composta por Consumo de Energia e Demanda de Potência.

A geração de energia por uma usina solar fotovoltaica ocorre logicamente nos horários do dia em que há sol e que coincidem com o horário Fora de Ponta. Assim, para efeito de cálculos, foi ponderado que o horário a ser compensado da UC recebedora seria o consumo do Horário Fora de Ponta, pois, pela Tabela 7, o preço seria de 0,54 R\$/kWh.

Mantendo-se os mesmos valores de investimentos dos empreendimentos e também utilizando a mesma TMA, chegou-se aos valores listados na Tabela 25.

Tabela 25: Resumo dos indicadores econômicos para remuneração pelo consumidor A4

Consumidor A4	30	300	3000
Investimento	R\$ 150.000,00	R\$ 1.500.000,00	R\$ 15.000.000,00
R\$ / W	5,00	5,00	5,00
PB	22	>26	>26
TIR	14	11	12
VPL	R\$ 3.713,94	-R\$ 208.968,07	-R\$ 1.556.250,19
VPL % do investido	0,02	-0,14	-0,10
LCOE	0,47516	0,56602	0,52381

Os indicadores mostraram que os sistemas deixaram de ser viáveis economicamente com a redução da remuneração que antes era 0,83R\$/kWh e foi reduzido para 0,54R\$/kWh.

Avaliando os resumos das Tabelas 24 e 25, nota-se que o principal indicador que sofreu alteração foi o Tempo de Retorno do Investimento, que aumentou expressivamente, além da vida útil energética dos equipamentos.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) ficou menor que a TMA adotada, mostrando também a inviabilidade.

Trazendo os valores de cada investimento para Valor Presente, notou-se que foram negativos nas usinas com elevadas potências, indicando que esses projetos não ficaram viáveis.

O Custo Nivelado da Energia é um indicador que não sofre influência quando se varia o preço da remuneração da usina, já que esse indicador leva em conta o custo da implantação e manutenção da usina, pela energia gerada, dado em R\$/kWh, porém dentro de um mesmo valor de remuneração, ou seja, isoladamente cada uma das Tabelas 24 e 25, nota-se que o menor custo unitário ficou com usina de menor potência, aquela que não tem que pagar o contrato de demanda.

4.5 Cenários com variação da TMA

Buscando melhores resultados econômicos, foram feitas simulações em que se admitiu uma TMA mais modesta, com pouco mais da metade da Taxa Selic, chegando a 7%, tal como mostrado nas Tabelas 26 e 27, as quais mostram as principais alterações.

Tabela 26: Resumo dos indicadores econômicos remunerados por consumidor B3 – TMA 7%

Consumidor B3	30	300	3000
Investimento	R\$ 150.000,00	R\$ 1.500.000,00	R\$ 15.000.000,00
R\$ / W	5,00	5,00	5,00
PB	6	6	6
TIR	23	22	22
VPL	R\$ 240.420,96	R\$ 2.259.567,19	R\$ 23.920.741,70
VPL % do investido	1,60	1,51	1,59
LCOE	0,3128	0,4517	0,3874

Tabela 27: Resumo dos indicadores econômicos remunerados por consumidor A4 – TMA 7%

Consumidor A4	30	300	3000
Investimento	R\$ 150.000,00	R\$ 1.500.000,00	R\$ 15.000.000,00
R\$ / W	5,00	5,00	5,00
PB	11	14	13
TIR	14	11	12
VPL	R\$ 94.918,48	R\$ 569.704,05	R\$ 6.559.134,14
VPL % do investido	0,63	0,38	0,44
LCOE	0,31275	0,45166	0,3874

Reduzindo a TMA, foram encontrados valores mais satisfatórios para todos os indicadores econômicos em todos os patamares de potência.

O *Payback* caiu de 8 para 6 anos, quando as usinas foram remuneradas por B3, e de 22 para 11 anos, quando as usinas foram remuneradas por A4.

A TIR se manteve a mesma em todos os casos, em média 22% na remuneração por B3 e médios 12% na remuneração por A4, sendo que são valores maiores que a TMA de 7% indicando, portanto, que todos os projetos são economicamente viáveis nessa condição.

O VPL ressaltou valores positivos e superiores àqueles quando a TMA era igual a Selic.

E o LCOE teve valores reduzidos, já que é diretamente proporcional à taxa de juros, mostrando também que fica mais barato construir e manter esses empreendimentos com uma taxa de juros menor.

5. CONCLUSÃO

O referente trabalho apresentou um breve panorama da geração de energia elétrica no Brasil, adentrando nos dados de geração fotovoltaica e de sistemas fotovoltaicos. Fez também um resumo da Geração Distribuída (GD) e no modo como ela se apresenta dentro da matriz energética brasileira. Aprofundou os conceitos da GD e sobre os diferentes sistemas de compensação da energia gerada por essas usinas. Sobre esses sistemas de compensação, esse trabalho destacou que alguns recebem incentivo tributário dependendo de cada estado da federação, e também que cada usina, além dos custos de implantação, possui custos de conexão com a rede existente. Foi apresentado ainda na bibliografia um resumo dos principais indicadores econômicos que buscam mostrar a viabilidade de projetos e auxiliam na tomada de decisão de investidores.

Utilizando os indicadores econômicos, notou-se que, independentemente do tamanho da usina, ela terá mais viabilidade se a energia gerada por ela for remunerada por um consumidor que paga um preço maior a cada kWh produzido, podendo até mesmo ser um projeto inviável nas situações em que é remunerado por um valor menor, como foi o caso do valor da energia do Horário Fora de Ponta da classe A4 da ordem de 0,54 R\$/kWh, em que o *Payback* foi maior que a vida útil energética dos equipamentos.

Notou-se também que a viabilidade econômica desses projetos está intimamente ligada à Taxa de Juros adotada. Nas primeiras simulações em que foi utilizada uma taxa de juros igual ao patamar da Selic atual, as usinas de maior porte só foram economicamente viáveis quando remuneradas pelos consumidores B3. Ao ser adotada uma nova taxa de juros equivalente a pouco mais da metade da Selic atual, percebeu-se que ambos os projetos seriam viáveis, pois a TIR foi maior que a TMA em todas as situações.

Por fim, a simulação em que todos os indicadores econômicos mostraram simultaneamente a melhor viabilidade foi o investimento na usina de menor porte, microgeração de 30kW, a uma taxa de juros de 7%, sendo remunerado por um consumidor comercial B3. Este projeto mostrou uma TIR de 23%, tendo o *Payback* em 6 anos, um VPL 60% maior que o valor investido, com um LCOE aproximado de 0,313 R\$/kWh.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília-DF, março 2014.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Brasil ultrapassa marca de 10 GW em micro e minigeração distribuída**. Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida> >. Acesso em: 4 de abril de 2022.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 2886**, de 22 de junho de 2021.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414**, de 09 de setembro de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1000**, de 7 de dezembro de 2021.

BCB - BANCO CENTRAL DO BRASIL – Histórico das Taxas de Juros. Disponível em:< <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros> >. Acesso em 16 de junho de 2022

BEN - **Balço Energético Nacional 2021**: Ano base 2020 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2021.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITCKE, B. H. **Análise de Investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial**. 11 ed. São Paulo: Atlas, 432p. 2010.

CANAL SOLAR. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-lcoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/> . Acesso em 28 de junho de 2020.

CEPEL - CRESESB – **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf >. Acesso em 20 de abril de 2022.

COGECOM – Cooperativa de Geração Compartilhada. Disponível em <<https://cogecom.com.br/sobre-nos/>>. Acesso em 20 de abril de 2022.

CONFAZ. Conselho Nacional de Política Fazendária - Ministério da Economia. **Convênio ICMS 16**, de 22 de abril de 2015. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15>. Acesso

em 20 de abril de 2022.

CONFAZ. Conselho Nacional de Política Fazendária - Ministério da Economia. **Convênio ICMS 42/18**, de 16 de maio de 2018 – Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2018/CV042_18>. Acesso em 20 de abril de 2022.

COPEL. **Fatura de Energia Elétrica**. Abril de 2021.

COPEL. Companhia Paranaense de Energia Elétrica – **Sistema de Compensação de Energia Elétrica.2018**. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcweb/copel-distribuicao/poder-publico/micro-e-mini-geracao/>>. Acesso em 20 de Abril de 2022.

GAZOLA, Thaís Caroline. Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE. Fevereiro – 2020. **Avaliação Técnico-econômica de um Sistema Fotovoltaico On Grid Instalado na Unioeste**, Campus de Cascavel – PR. Orientador: Prof. Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

INPE, Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2. ed. São José dos Campos-SP, 2017.

HOJI, Masakazu. **Administração Financeira e Orçamentária**. São Paulo: Atlas, 2010.

LEI 5764, de 16 de dezembro de 1971 - **Política Nacional de Cooperativismo**. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l5764.htm>. Acesso em 20 de abril de 2022.

Lei Federal 13169, de 06 de outubro de 2015 – **Isenção de PIS/Cofins sobre o Excedente de energia gerada por Micro e Miniusinas**. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm >. Acesso em 20 de abril de 2021.

Lei Federal 14.300, de 06 de janeiro de 2022 - **Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída**. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm >. Acesso em 20 de abril de 2022.

PARANÁ, Governo do Estado. Decreto Estadual nº 10.686/PR de 6 de agosto de 2018. **Introduz alteração no regulamento do ICMS – RICMS**. Disponível em: <http://www.normasbrasil.com.br/norma/decreto-10686-2018-pr_365941.html>. Acesso em 20 de abril de 2021.

PARANÁ – Governo do Estado. **Lei Estadual nº 19.595/PR de 12 de julho de 2018**. Disponível em: <<http://leisestaduais.com.br/pr/lei-ordinaria-n-19595-2018-parana-institui-beneficios-para-incentivar-o-aproveitamento-de-energia-eletrica-produzida-por-microgeradores-e-minigeradores-de-energia-distribuida-e-adota-outras-providencias>>. Acesso em 20 de abril de 2021.

PAZUCH, Felix Augusto; MSc; Universidade Estadual do Oeste do Paraná; Fevereiro – 2017. **Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para o**

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Interligados à Rede.
Orientador: Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

OZANSKI, Adrielle Cristina. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, fevereiro de 2021. **Viabilidade de implantação de fazendas fotovoltaicas rurais com relação a produção agropecuária.** Orientador: Prof. Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira. Coorientadores: Prof. Dr. Carlos Eduardo Camargo Nogueira e Prof. Dr. Edson Antonio Alves da Silva.

SILVA, Eric Valero Carvalho. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, novembro, 2021. **Avaliação econômica entre sistemas de geração de energia fotovoltaico on-grid e off-grid em um aviário de uma propriedade rural.** Orientador: Jair Antônio Cruz Siqueira. Coorientador: Carlos Eduardo Camargo Nogueira.

SCHRAM, Igor Bertolino. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, fevereiro de 2019. **Sensibilidade do Custo da Energia Elétrica Fotovoltaica no Brasil Utilizando o Método de Monte Carlo.** Professor orientador Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

ANEXOS

ANEXO I

Folha de Dados - Módulos Fotovoltaicos 550Wp

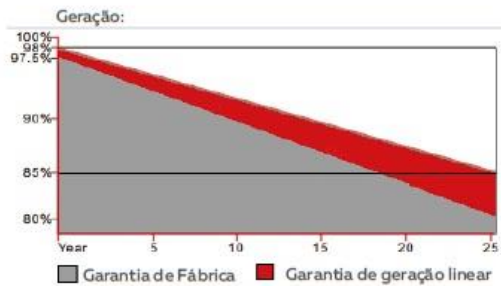
ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

Performance Elétrica		
Tipo: BS550M-144	STC (1000W/m ²)	
Potência Máx. (Wp)	550W	414W
Tensão de Curto-circuito (Voc)	49.95V	46.50V
Corrente de Curto-circuito (Isc)	14.05A	11.17A
Tensão em Potência Máxima (Vmp)	41.97V	39.31V
Corrente em Potência Máxima (Imp)	13.11A	10.53A
Eficiência	21.10%	
Fusível máximo em série	25A	
Tolerância de potência	0→+5%	
Diodos Bypass	3	
Tensão Máx. do sistema	1500V	
Coefficiente de temp. Isc	+0.046%/°C	
Coefficiente de temp. Uoc	-0.276%/°C	
Coefficiente de temp. Pmp	-0.350%/°C	
Capacidade de Carga (Vidro)	5400Pa (IEC61215)(Neve)	
Capacidade de carga (Frente/Traseira)	2400Pa(IEC61215)(Vento)	
Certificados do produto	IEC60891, IEC61215, IEC61730, INMETRO: 008006/2021	

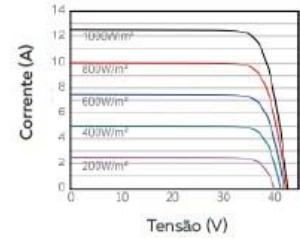
* STC (Standard Test Condition) Condição Padrão de Teste 1000W/m² e 25°C

* NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) Temperatura nominal da célula operacional. Irradiação 800 W/m², AM 1.5, temperatura ambiente 20°C, velocidade do vento 1 m/s

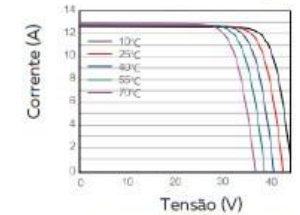
Característica mecânica	
Cobertura frontal (Material / Espessura)	Vidro temperado com baixo teor de ferro / 3.2mm
Proteção traseira	TPT branco
Célula (Quantidade / Dimensões)	144 células (6*24)
Estrutura (Material / Cor)	Liga de alumínio anodizado / Prata
Caixa de junção (Grau de proteção)	IP68
Cabos e Conectores	2x300mm / 4mm ² & MC4 compatível
Dimensões	2279x1133x35mm
Peso	28.50kg
Classe de aplicação	Classe A
Classe de proteção elétrica	Classe II
Proteção contra chamas	Classe C



CURVA DE CORRENTE-TENSÃO:



Característica do módulo em temperatura constante (25°C) e diferentes níveis de irradiação



Característica do módulo em diferentes temperaturas dos módulos e nível de irradiação constante (1.000W/m²)

Power Voltage Curve MSD540P

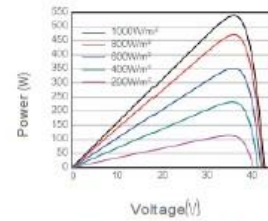
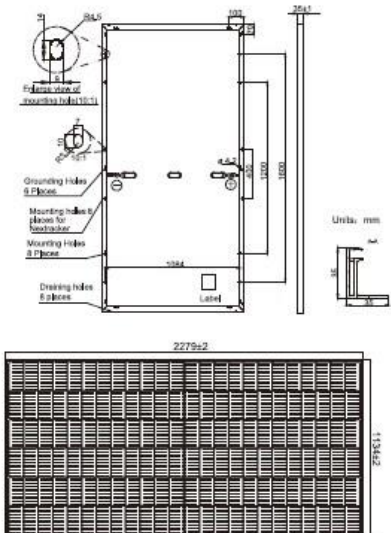


DIAGRAMA DO MÓDULO:



ANEXO II

Folha de Dados - Inversor Fotovoltaico de 30kW



BS- 30 / 33 / 35 / 40 / 50 K-G01

Especificação técnica

Modelo	BS-30K-G01	BS-33K-G01	BS-35K-G01	BS-40K-G01	BS-50K-G01
Fonte de energia	Sistema fotovoltaico conectado à rede				
Entrada					
Potência máx. FV (kW)	36	36	36	52	65
Tensão máx. na entra FV (V)	1000				
Tensão de partida inicial (V)	250				
Faixa de operação do MPPT (V)	200-850				
Corrente máx. por entrada FV (A)	30+30	30+30	30+30	30+30+30	30+30+30+30
Nº MPPT/ Strings por MPPT	2/3	2/3	2/3	3/3	4/3
Saída					
Potência máx. nominal saída (kW)	30	33	35	40	50
Potência ativa máx. (kW)	33	36	36	44	55
Tensão nominal CA (V)	380/400				
Faixa de tensão CA (V)	277-460				
Frequência da rede (Hz)	50/60 (Opcional)				
Fase	Trifásico				
Corrente nominal na saída CA (A)	43.5	48	50.7	58	72.4
Corrente máx. na saída CA (A)	47.85	52.8	55.8	63.8	79.64
Fator de potência	>0.99				
THD	<3%				
Injeção de corrente CC (mA)	<0.5%				
Faixa de frequência da rede (Hz)	47-52 or 57-62(Opcional)				
Eficiência					
Eficiência máx.	98.7%				
Euro Eficiência	98.3%				
Eficiência do MPPT	>99%				
Proteções					
Polaridade reversa	Sim				
Curto-circuito CA	Sim				
Sobrecorrente de saída CA	Sim				
Sobretensão de saída	Sim				
Resistencia de isolamento	Sim				
Monitoramento da falha de aterramento	Sim				
Sobretensão	Sim				
Ilhamento	Sim				
Temperatura	Sim				
Seccionadora CC	Opcional				
Dados Gerais					
Dimensões(mm)	700Lx575Ax297C				
Peso(kg)	54				
Topologia	Sem Transformador				
Consumo	<1W(Noite)				
Temperatura de operação	-25-60°C				
Índice de Proteção	IP65				
Ruídos	<30 dB				
Conceito de resfriamento	Resfriamento inteligente				
Altitude de operação máx.	2000m				
Vida útil	>20 anos				
Padrões/Normas para a conexão com a rede elétrica	EN50438,IEC61727,VDE4105,NB/T32004(CQC),IEC62109-1-2				
Humidade do ambiente de operação	0-100%				
Padrões de segurança EMC	IEC62109-1/-2,AS3100,EN61000-6-1				
Características					
Conexão FV	MC-4				
Conexão CA	Plugue com índice de proteção IP65				
Visor	LCD 240 x 160				
Interface de comunicação	RS485/RS232				

ANEXO III

Folha de Dados - Inversor Fotovoltaico de 100kW



**BS- 70 K-G03 / BS- 75 K-G03 / BS- 80 K-G03
BS- 90 K-G03 / BS- 100 K-G03 / BS- 110 K-G03**

Especificação técnica

	BS- 70 K-G03	BS- 75 K-G03	BS- 80 K-G03	BS- 90 K-G03	BS- 100 K-G03	BS- 110 K-G03
Entrada						
Potência máx. FV (kW)	105	112.5	120	135	150	150
Tensão máx. na entrada FV (V)	1000					
Tensão de partida inicial (V)	250					
Faixa de operação do MPPT (V)	200-850					
Corrente máx. por entrada FV (A)	40+40+40+40+40+40					
Nº MPPT/ Strings por MPPT	6/4					
Saída						
Potência máx. nominal saída (kW)	70	75	80	90	100	110
Potência ativa máx. (kW)	77	82.5	88	99	110	121
Tensão nominal CA (V)	220 / 380,230 / 400					
Faixa de tensão CA (V)	277-460					
Frequência da rede (Hz)	50/60					
Fase	Trifásico					
Corrente nominal na saída CA (A)	101.5	108.7	115.9	130.4	144.9	159.4
Corrente máx. na saída CA (A)	111.6	119.6	127.5	143.5	159.4	175.4
Fator de potência	>0.99					
THD	<3%					
Injeção de corrente CC (mA)	<0.5%					
Faixa de frequência da rede (Hz)	47-52 ou 57-62					
Eficiência						
Eficiência máx.	98.7%					
Euro Eficiência	98.3%					
Eficiência do MPPT	>99%					
Proteções						
Polaridade reversa	Sim					
Curto-circuito CA	Sim					
Sobrecorrente de saída CA	Sim					
Sobretensão de saída	Sim					
Resistência de isolamento	Sim					
Monitoramento da falha de aterramento	Sim					
Sobretensão	Sim					
Ilhamento	Sim					
Temperatura	Sim					
Seccionadora CC	Sim					
Dados Gerais						
Dimensões(mm)	838x568x323					
Peso(kg)	73.7					
Topologia	Sem Transformador					
Consumo	<1W(Noite)					
Temperatura de operação	-25-65 °C					
Índice de Proteção	IP65					
Ruídos	<55 dB					
Conceito de resfriamento	Resfriamento inteligente					
Altitude de operação máx.	2000m					
Vida útil	>20 anos					
Padrões/Normas para a conexão com a rede elétrica	IEC61727, IEC62116, IEC60068, IEC61683, VDE0126-1-1					
Humidade do ambiente de operação	0-100%					
Padrões de segurança EMC	IEC62109-1/-2, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12					
Características						
Conexão FV	MC-4					
Conexão CA	IP65 plugue classificado					
Visor	LCD1602 / LCD 240 x 160					
Interface de comunicação	RS485/RS232/WiFi/LAN					