

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

João Vitor Guilherme de Medeiros Casado



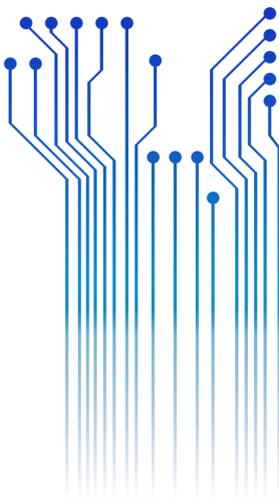
Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DE CASO, VIABILIDADE ECONÔMICA DE RETIRADA DE DEMANDA
CONTRATADA E ENQUADRAMENTO À MODALIDADE TARIFÁRIA OPTANTE-B
MEDIANTE INSTALAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA NO MUNICÍPIO DE PICUÍ-PB**



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2024

JOÃO VITOR GUILHERME DE MEDEIROS CASADO

ESTUDO DE CASO, VIABILIDADE ECONÔMICA DE RETIRADA DE DEMANDA CONTRATADA E ENQUADRAMENTO À MODALIDADE TARIFÁRIA OPTANTE-B MEDIANTE INSTALAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA NO MUNICÍPIO DE PICUÍ-PB

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Energias Renováveis

Professor Pablo Bezerra Villar, D.Sc.
Orientador

Campina Grande
2024

JOÃO VITOR GUILHERME DE MEDEIROS CASADO

ESTUDO DE CASO, VIABILIDADE ECONÔMICA DO ENQUADRAMENTO À MODALIDADE TARIFÁRIA
OPTANTE-B MEDIANTE INSTALAÇÃO DE USINA FOTOVOLTAICA NO MUNICÍPIO DE PICUÍ-PB

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a obtenção
do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em 16/05/2024

Roberto Silva de Siqueira
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Pablo Bezerra Villar, D.Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha família, meus sócios, que sempre acreditaram em mim, obrigado por me iluminarem.

*“De Sonho,
E de Sangue.
E de América do Sul”*

Belchior.

RESUMO

Esse trabalho apresenta um estudo de caso de um projeto de micro geração distribuída, inversor de 75 kWh em um cliente originalmente atendido no Grupo Tarifário A, visando a produção de energia para suprir o consumo de sua Fábrica de forma a diminuir os seus custos com energia elétrica.

Juntamente com o projeto e seu dimensionamento estudamos o retorno financeiro da retirada de demanda contratada desse cliente o enquadrando no Grupo Tarifário B na situação especial conhecida com Optante B.

Por fim, foi realizado o estudo de viabilidade econômica utilizando importantes ferramentas de análise financeira, sendo elas, o payback (tempo de retorno do investimento), a taxa de lucratividade, a TIR (taxa interna de retorno) e o VPL (valor presente líquido).

Nesse estudo trabalhamos com duas análises para avaliar o retorno financeiro, estudamos o cliente com Energia Solar se mantendo no Grupo A e pagando demanda contratada e estudamos o cliente se adequando ao Optante B e não pagando demanda, após isso mostramos de forma prática a economia mensal que foi propiciada com a instalação da Usina.

É possível verificar que em todas as análises econômicas, a viabilidade financeira do projeto se torna mais atrativa para o consumidor no Grupo B.

Palavras-chave: Microgeração, Demanda, Optante B, Viabilidade.

ABSTRACT

This work presents a case study of a distributed microgeneration project, 75 kWh inverter in a client served directly in Tariff Group A, involving the production of energy to supply the consumption of its Factory in order to reduce its energy costs. electrical.

Together with the project and its sizing, we studied the financial return from removing contracted demand from this client, placing it in Tariff Group B in the special situation known as Opting B

Finally, the study of economic goals was carried out using important financial analysis tools, namely payback (return time on investment), profitability rate, IRR (internal rate of return) and NPV (net present value).

In this study we investigated with two analyzes to evaluate the financial return, we studied the customer with Solar Energy remaining in Group A and paying contracted demand and we studied the customer adapting to Option B and not paying demand, after that we practically showed the monthly savings which was provided with the installation of the Plant.

It is possible to verify that in all economic analyses, the forecast financial aspect of the project becomes more attractive to the consumer in Group B.

Keywords: Microgeneration, Demand, Option B, Feasibility.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|---------------------------------------|
| Figura 1 – Demonstração de um Sistema ON-GRID. | Erro! Indicador não definido. |
| Figura 2 — Inversor Deye | Erro! Indicador não definido.8 |
| Figura 3 – Curvas de Potência. | 19 |
| Figura 4 – Módulo fotovoltaico OSDA. | 20 |
| Figura 5 – Sistema de Compensação resolução ANEEL. | 21 |
| Figura 6 – Fluxograma da obra. | 27 |
| Figura 7 – - Padrão de entrada. | 28 |
| Figura 8 – Quadro de Distribuição e Rede. | 28 |
| Figura 9 – Galpão Estrutural. | 29 |
| Figura 10 – Descrição de Consumo. | 29 |
| Figura 11 – Módulo AE SOLAR-460W. | 31 |
| Figura 12 – Memorial Técnico para Projeto Elétrico. | 33 |
| Figura 13 – Fluxograma Energisa. | 35 |
| Figura 14 – Sistema Instalado. | 35 |
| Figura 15 – Grandes Clientes Energisa. | 36 |
| Figura 16 – Portal Grandes Clientes. | 37 |
| Figura 17 – Documentação Necessária. | 38 |
| Figura 18 – Conta antes da Usina. | 45 |
| Figura 19 – Conta após funcionamento da Usina. | 46 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Fluxo de Caixa do Projeto | 25 |
| Tabela 2– Características do Inversor. | 31 |
| Tabela 3– Dados do Módulo Fotovoltaico. | 32 |
| Tabela 4– Fluxo de Caixa Grupo A..... | 40 |
| Tabela 5– Índices Financeiros Grupo A..... | 41 |
| Tabela 6– Fluxo de Caixa Optante B..... | 43 |
| Tabela 7– Índices Financeiros Optante B..... | 44 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| GD | Geração Distribuída |
| UC | Unidade Consumidora |
| REN | Resolução Normativa |
| VPL | Valor Presente Líquido |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| TMA | Taxa mínima de atratividade |
| CRESESB | Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito |
| GD | Geração distribuída |
| NBR | Norma Técnica Brasileira |
| NDU | Normas de Distribuição Unificadas |

SUMÁRIO

| | | |
|-----|---|----|
| 1 | Introdução..... | 13 |
| 1.1 | OBJETIVOS | 14 |
| 1.2 | Objetivos Específicos..... | 15 |
| 1.3 | Metodologia | 15 |
| 1.4 | Sistema fotovoltaico conectado à rede..... | 17 |
| 1.5 | Inversor Fotovoltaico | 18 |
| 1.6 | Modulo Fotovoltaico..... | 20 |
| 1.7 | Resoluções Normativas..... | 21 |
| 2 | Modalidades Tarifárias..... | 23 |
| 3 | Viabilidade Financeira..... | 26 |
| 3.1 | Fluxo de Caixa | 26 |
| 3.2 | Taxa Mínima de Atratividade | 26 |
| 3.3 | Taxa Interna de Retorno..... | 27 |
| 3.4 | Payback..... | 27 |
| 4 | Dimensionamento e Execução de Usina Solar Fotovoltaica | 27 |
| 4.1 | Caracterização da Localidade | 28 |
| 4.2 | Estudo de Consumo de Energia | 30 |
| 4.3 | Dimensionamento de Equipamentos e Elaboração da Proposta..... | 31 |
| 4.4 | Homologação de Projeto..... | 34 |
| 4.5 | Retirada de Demanda..... | 37 |
| 5 | RETORNO FINANCEIRO | 40 |
| 5.1 | Retorno Financeiro no Grupo A..... | 40 |
| 5.2 | Retorno Financeiro no Grupo B..... | 43 |
| 5.3 | Análise de Contas | 46 |
| 6 | Conclusão | 47 |
| | Referências | 49 |
| | ANEXO A – FATURA DE ENERGIA | 51 |
| | ANEXO B – PROPOSTA | 52 |
| | ANEXO C– DATASHEET INVERSOR..... | 62 |
| | ANEXO D – DATASHEET MODULOS | 64 |

1 INTRODUÇÃO

A Geração Distribuída (GD) Fotovoltaico (FV) vem tendo um crescimento significativo em território nacional desde o ano de 2017. Segundo a base de dados SISGD da ANEEL, o Brasil possuía, no ano de 2021, 564.140 unidades de GD FV fornecendo energia a 704.330 Unidades Consumidoras (UC) e uma potência instalada de 6.488.210,03 kW divididas em 5.349 municípios brasileiros. O ano de 2020 foi o de maior crescimento destes números, mesmo durante uma pandemia, com 208.393 novos sistemas instalados (Aneel, 2021).

Mediante isso e motivados pelo Marco Legal que foi sancionado dia 7 de janeiro, quando o Governo Federal publicou a lei que estabelece o Marco Legal de Energia (Lei nº14.300/2022), feito para regular micro e minigeradores da GD (geração distribuída) de energia no Brasil. A taxa de novos adeptos em 2022 tende a bater os recordes já estabelecidos de usinar fotovoltaicas implantadas no Brasil (Teixeira, 2022).

Conforme Nascimento (2017), será necessário expandir o uso de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis para ao menos 23% até 2030, principalmente, pelo aumento da participação das fontes solar, eólica e biomassa.

Dessa forma para a expansão do uso dessa fonte de energia vem a ter um aumento crescente, uma forma de atrair o consumidor consiste na diminuição de tempo de retorno financeiro do investimento aliada a uma economia mensal considerável ao aderir a geração distribuída.

As modalidades tarifárias são descritas e catalogadas como um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas, definidas de acordo com o grupo tarifário em que o consumidor está classificado. O grupo B, consiste nas unidades consumidoras tarifadas como clientes usuários da baixa tensão, onde a tarifa única de consumo de energia elétrica é a monômnia, ou seja, para usuários cadastrados nesse tipo de modalidade, é estipulada independente das horas de utilização ao longo do dia. Já o grupo A, consiste nas unidades de média e alta tensão, possuindo a tarifa binômnia que é aquela constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e a demanda faturável contratada. Para este grupo, existe também os postos tarifários que é o período de

tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia (Abinne, 2015).

Percebemos então que uma das principais diferenças entre os dois é que o grupo B não paga a demanda contratada sendo isso um fator crucial para o estudo da viabilidade econômica.

A resolução normativa da ANEEL REN (414/2010) estabelece no seu artigo 100 os seguintes critérios para mudança de modalidade tarifária em clientes do Grupo A que optam pela instalação de geração distribuída.

Seção VI Da Opção de Faturamento Art. 100. Em unidade consumidora ligada em tensão primária, o consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, e atendido pelo menos um dos seguintes critérios: I – a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA; II – a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural; III – a unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou IV – quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total.

Portanto para o estudo estabelecido nesse presente trabalho foi considerado a execução do artigo e o estudo da viabilidade financeira e retirada de demanda contratada mediante implantação de usina solar.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo desse trabalho é realizar o estudo de caso analisando a viabilidade financeira da implantação de um sistema fotovoltaico para uma indústria cerâmica tarifada em grupo A junto com a sua mudança de modalidade tarifária para optante B.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Dimensionar e submeter perante a Energisa um sistema fotovoltaico de microgeração para uma indústria tarifada no grupo A.
- Submeter perante a Energisa o protocolo de retirada de demanda contratada e mudança tarifária para Optante-B.
- Acompanhar a execução das obras e trâmites perante a concessionária para execução do projeto.
- Calcular a Viabilidade Econômica da implantação do sistema em conjunto com a readequação tarifária.

1.3 METODOLOGIA

A princípio é realizado um estudo teórico e revisão bibliográfica acerca de energia solar, geração distribuída com suas normas regulamentadoras e modalidades tarifárias no Brasil.

Posteriormente é realizado o estudo de caso da implantação de uma usina fotovoltaica a uma indústria tarifada como Grupo A, o dimensionamento do seu sistema e a submissão do projeto perante a concessionária paralelo a isso é protocolado todos os trâmites burocráticos para a mudança de modalidade tarifária da instalação para optante B.

Por fim é feito o estudo da viabilidade econômica da execução dos serviços mediante critérios de análise financeira, como período de retorno de investimento e comparação das faturas de energia pré e pós instalação.

Dimensionar e submeter perante a Energisa um sistema fotovoltaico de microgeração para uma indústria tarifada no grupo A.

Dimensionar um sistema fotovoltaico de microgeração para atender todo o consumo energético de uma empresa tarifada no grupo A.

- Embasar nas normas regulamentadora da Aneel, 687/2015 e 414/2010, aspectos técnico (soma transformadores até 112,5kVA e inversores fotovoltaicos até 75kW) que possibilitam a mudança do consumidor do Grupo A para o Grupo B.

- Comparar a viabilidade econômica do projeto fotovoltaico da empresa no grupo A e no grupo B.

Diariamente incide sobre a superfície da terra mais energia vinda do sol do que a demanda total de todos os habitantes de nosso planeta em todo um ano. Dentre as diversas aplicações da energia solar, a geração direta de eletricidade através do efeito fotovoltaico se apresenta como uma das mais elegantes formas de gerar potência elétrica (Ruther, 2004).

Segundo Ayrão (2018), o efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmund Bequerel e consiste na criação de tensão elétrica ou de uma corrente elétrica correspondente num material, após a sua exposição à luz. Considera-se que a era moderna da história da energia solar se inicia em 1954, no Bell Laboratories, onde Calvin Fuller desenvolveu o processo de dopagem do silício, experimento que depois foi melhorado por Gerald Pearson, também do Bell Laboratories. A primeira célula solar foi formalmente apresentada na reunião anual da National Academy of Sciences, em Washington e anunciada numa conferência de imprensa no dia 25 de Abril de 1954. No ano seguinte a célula de silício foi aplicada pela primeira vez como fonte de alimentação de uma rede telefônica em Americus, na Geórgia. Desde então, a tecnologia se desenvolve continuamente, permitindo o aproveitamento da energia elétrica originada na energia solar, de maneira cada vez mais eficiente.

Com a entrada em vigor da Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012, as unidades consumidoras podem gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e assim através do sistema de compensação fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. De acordo com a ANEEL, as fontes consideradas renováveis são: solar, eólica, biomassa e hídrica (Aneel, 2012).

A energia FV é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica a unidade fundamental desse processo de conversão (Pinho; Galdino, 2014).

No Brasil, a energia solar já responde por uma fatia superior a 2% da matriz elétrica no país. A principal fonte é a hidrelétrica, com 65% de participação na matriz, seguida por biomassa (9% de participação), eólica (9%), gás natural (9%), carvão/derivados de petróleo (3%). Os dados são da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ligada ao governo federal.

Os sistemas de energia solar fotovoltaica, são classificados em 3 diferentes tipos

- Sistema fotovoltaico isolado à rede (off grid);
- Sistema fotovoltaico conectado à rede (on grid);

- Sistema fotovoltaico com bateria conectado à rede(híbrido);
- A usina projetada foi instalada como sistema fotovoltaica conectada à rede.

1.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

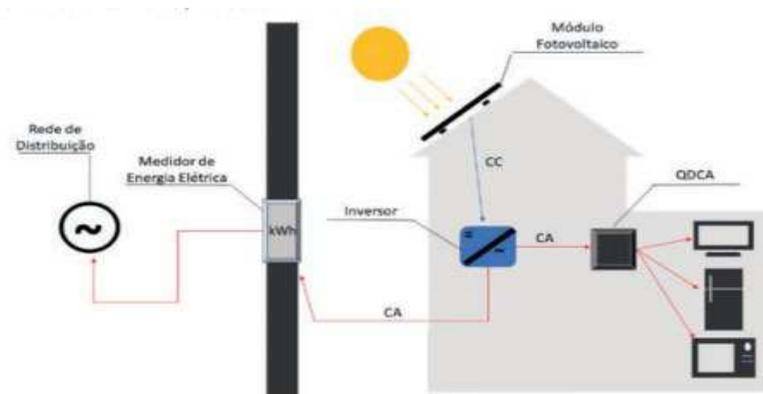
Os sistemas conectados à rede estão interligados à rede de distribuição de energia elétrica da concessionária: se conectam a esta rede e alimentam as cargas em corrente alternada, necessariamente. Nesse tipo de sistema, quando o consumo de energia é inferior à geração, o excedente é injetado na rede da concessionária que hoje atua no sistema de créditos, esses créditos podem ser repassados para outras residências no nome do titular ou ficarem guardados para consumo posterior.

Desde que seja bem dimensionado, projetado e isento de falhas, a energia fotovoltaica pode ser empregada e aproveitada para as várias aplicações. Por isso, é de praxe classificar o tipo de conexão a que se destina o sistema fotovoltaico em autônomo, híbrido e conectado à rede. O foco desse trabalho é o sistema fotovoltaico conectado a rede, que consiste na conexão do sistema fotovoltaico com a rede elétrica para o fornecimento de energia elétrica complementar à dos geradores de base, como termoeletrônicos e hidroelétricos (Collares, 2012).

Uma das características de um sistema conectado à rede, é que, com a ausência de energia da concessionária, mesmo que haja incidência de energia solar sobre os módulos fotovoltaicos, não haverá alimentação das cargas (Ayrão, 2019).

A Figura 1 nos mostra como é feita a configuração da instalação nesse sistema:

Figura 1 – Demonstração de um Sistema ON-GRID



Fonte: (Ayrão, 2019).

1.5 INVERSOR FOTOVOLTAICO

Os inversores são equipamentos capazes de converter a tensão elétrica contínua produzida pelos módulos, em tensão alternada compatível com a rede elétrica da concessionária. O equipamento é capaz de ajustar a tensão, frequência e tempos de reconexão, bem como definir limites mínimos e máximos aceitáveis para funcionamento, sem produzir danos a rede elétrica. Para garantir que não ocorra ilhamento em uma microgeração, caracterizado pelo sistema fotovoltaico continuar alimentando a unidade consumidora após ocorrer uma falta de energia na rede da concessionária, os inversores são capazes de seccionar o sistema da rede elétrica local garantindo a segurança dos equipamentos e de pessoas caso ocorra um desligamento na rede para manutenção ou por defeito (Lot, 2020). A Figura 2 mostra um inversor Deye, que foi o inversor utilizado no projeto analisado nesse presente trabalho.

Para uso geral é necessário um dimensionamento correto dos cabos e disjuntores para cada inversor afim de evitar falhas que prejudicarão o funcionamento do sistema, para os inversores trabalhados através do alinhamento dos datasheets com o estudo da geração desejada em kWp de módulos afim de otimizar o funcionamento do inversor e garantir a segurança exigida pelas concessionárias.

Segundo Ruther (2015), para os inversores, a vida útil não acompanha a dos módulos fotovoltaicos, além da operação, geralmente, não demonstrar falhas de 10 até 15 anos de uso. As manutenções serão usualmente necessárias após esse período, além de que é recomendado que o local de instalação seja ventilado e limpo, a fim de dissipar o calor gerado na conversão de energia na forma de corrente alternada.

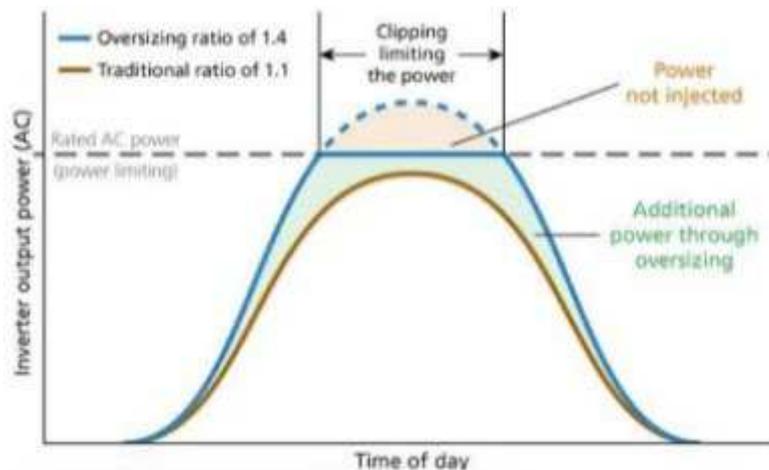
Figura 2 – Inversor Deye



Fonte: (Catálogo Deye, 2022).

Para o dimensionamento de inversores em instalações além da potência declarada e necessária pelos módulos fotovoltaicos afim de suprir a necessidade de geração, é comumente utilizado uma técnica chamada de *oversizing*, que significa realizar uma instalação com uma potência de módulos fotovoltaicos (Wp) maior do que a potência nominal do inversor. Essa técnica foi utilizada para o desenvolvimento desse presente trabalho, a figura 3 detalha as curvas de potência de um inversor fotovoltaico.

Figura 3 -Curvas de Potência



Fonte: (Mounetou, 2014).

Como podemos perceber, a curva de potência de um sistema fotovoltaico apresenta no eixo X o tempo (horas) enquanto no eixo Y temos a potência do sistema. No caso sem *oversizing* (curva em laranja), nos horários com maior irradiância solar o inversor entrega a potência máxima dos módulos fotovoltaicos, já o *oversizing* (curva azul) ocorre quando a potência de pico dos módulos fotovoltaicos é superior à potência de entrada do inversor. Observa-se que na maior parte do tempo o sistema com *oversizing* entrega mais potência em comparação com o primeiro caso. Isso representa uma maior geração de energia ao longo do dia, incluindo manhãs e finais de tarde.

Por isso, o que acontece é o denominado clipping, quando o inversor limita a potência de saída dos módulos fotovoltaicos para que a potência entregue à rede elétrica fique limitada à nominal do equipamento.

Segundo (Cavalini,2021) Desde que respeitados os limites do inversor informados na ficha técnica, não há riscos em sobredimensionar o inversor. Em muitos casos o *oversizing* é

até benéfico, se bem projetado. Além disso, nenhum inversor perderá a garantia por um *oversizing* correto.

1.6 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Segundo Noberto e Lemos (2019), os módulos fotovoltaicos são conjuntos de células de silício, onde, através do efeito fotovoltaico geram tensão elétrica e corrente elétrica no material, através da sua exposição à luz, no caso, o sol. A célula fotovoltaica é constituída de silício cristalino, pode ser em monocristalino ou policristalino, geralmente células fabricadas em monocristal possuem melhor eficiência. O silício é um material semicondutor, ou seja, possui características de condutor ou de isolador, a depender do nível de tensão aplicado, neste caso, pode-se concluir que a célula fotovoltaica se comporta como um diodo.

Um arranjo de células fotovoltaicas representa um módulo fotovoltaico, onde, estas células podem ser organizar a modo de corresponder a potência do painel, quanto mais células, mais potência o painel consegue fornecer, a Figura 4 ilustra um módulo de 550W.

Em alguns casos, existe um fator limitante para a instalação do sistema fotovoltaico que é área que o arranjo dos painéis irá ocupar. Nestas situações, a melhor alternativa é o uso de painéis com potência maior, tendo como ônus um aumento significativo dos custos da energia produzida (Cresesb, 2018).

Figura 4 –Módulo fotovoltaico OSDA



Fonte: (Catálogo OSDA, 2022).

1.7 RESOLUÇÕES NORMATIVAS

A resolução normativa nº 482, estabelecida pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), estabelece as condições para acesso a micro e minigeração distribuída ao sistema de compensação de energia elétrica e outras providências (ANEEL, 2012). Ela foi revisada em 2019 e contém as bases importantes na quais as concessionárias se baseiam para a análise de projetos. O termo micro e minigeradores se referem ao tamanho da potência na autogeração de energia solar. De acordo com as normas da geração distribuída em vigor, os sistemas fotovoltaicos instalados pelas regras vigentes da geração distribuída, os geradores solares instalados hoje diferem-se da seguinte maneira:

- i. Microgeração – potência instalada menor ou igual a 75 kW (quilowatts);
- ii. Minigeração – potência instalada maior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (megawatts).

O marco mais importante da REN 482 da ANEEL, foi a criação do sistema de compensação de energia elétrica no segmento de geração distribuída, o seu funcionamento reside na injeção da energia excedente produzida pelo consumidor na rede distribuidora local como um empréstimo. A energia injetada retorna ao consumidor em formato de créditos energéticos, que são usados para abater a energia consumida da rede quando não há geração de energia pelo sistema fotovoltaico. Os créditos gerados para abater o consumo de energia de outros imóveis com a mesma titularidade da unidade geradora da energia solar, desde que ambas as propriedades sejam atendidas pela mesma rede distribuidora. Os créditos são abatidos no imóvel que gerou a energia para só então compensarem as demais unidades consumidoras e podem ser usados durante 60 meses.

Isso possibilitou uma maior flexibilização na execução e aumento na projeção dos projetos de energia solar fotovoltaica On-Grid.

A Figura 5 ilustra o processo de Compensação depois da revisão da ANEEL em 2019.

Figura 5 – Sistema de Compensação resolução ANEEL



Fonte: (Aneel, 2019).

A concessionária de energia local da região de estudo, Energisa Paraíba, seguindo as resoluções normativas da ANEEL já citadas, criou duas normas para regulamentar a instalação de geração distribuída. A NDU (Norma de Distribuição Unificada) 013, que trata os critérios para conexão de acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição para conexão em baixa tensão. E a NDU 015, que trata os critérios para conexão de acessantes de centrais geradoras e geração distribuída ao sistema de distribuição para conexão em média tensão. Seguindo as normas, encontramos os requisitos fundamentais para instalação e projeto de sistemas de geração distribuída.

De acordo com a Energisa o procedimento para instalação de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica começa com a elaboração do projeto. O projeto elaborado pelo engenheiro deve conter: Planta de localização, diagrama unifilar, diagrama trifilar, padrão de entrada e uma planta baixa ou layout. E ainda, deve ser elaborado um memorial descritivo, no modelo em Excel disponibilizado pela própria energisa. Deve ser preenchida também a solicitação de acesso, no modelo também disponibilizado na NDU 013. Deve-se também anexar a anotação de responsabilidade técnica (ART) emitida pelo engenheiro responsável pela obra, assim como os *datasheets* e certificados de conformidade do inversor e dos módulos fotovoltaicos.

O projeto deve ser enviado pelo AWGPE, que é o sistema de gestão de projetos elétricos da Energisa. Depois de enviado, com 15 dias a Energisa deve emitir a aprovação do projeto, assim deve ocorrer a execução do mesmo. Sendo feita a execução, pode ser 28 solicitada a vistoria na Energisa, e com a aprovação da vistoria, a Energisa pode trocar o medidor da instalação para um medidor bidirecional, e com isso, o sistema já pode começar a operar normalmente.

2 MODALIDADES TARIFÁRIAS

Para entender como é faturada a energia elétrica, é importante saber em qual grupo tarifário a instalação está enquadrada e alguns conceitos como consumo e demanda. A demanda é a potência necessária para suprir uma unidade consumidora e consumo é a potência utilizada no tempo, sendo demanda expressa em kW e consumo em kWh. No mercado de comercialização de energia, os clientes são divididos em duas categorias, grupo A (clientes de alta e média tensão) e grupo B (clientes de baixa tensão) (Mota, 2020).

A cartela de tarifas da Energisa, como exemplo, subdivide o grupo B em 4 grupos B1 para clientes residenciais, B2 para Rurais, B3 para comerciais, industriais, poderes públicos e serviços públicos e B4 para iluminações públicas. Já o Grupo A é subdividido em média tensão e alta tensão, alta tensão são classificados como A4 e e pagam a modalidade tarifaria convencional, conforme quadro 2. Já as bandeiras para o grupo A que se enquadram em A3 e A4 com bandeira azul e verde, são relativas a quanto o consumidor vai pagar de demanda contratada em horários de ponta e fora ponta.

Os clientes do grupo A do mercado de energia pagam, além do consumo registrado de energia – kWh, outra parcela referente à maior demanda entre a registrada e a contratada –kW e os clientes do grupo B do mercado de energia, pagam apenas pelo consumo registrado de energia – Wh e a tarifa do subgrupo em qual classe o cliente está e enquadrado. Esse parágrafo é importante para o posterior estudo de viabilidade econômica desse trabalho.

No grupo A, o horário de maior solicitação de energia é denominado horário de ponta – HP, período este, definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL para toda sua área de concessão, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e feriados definidos por lei federal. Em média são 66 horas durante o mês. O horário fora de ponta - HFP são as horas complementares às três horas consecutivas que compõem o horário de ponta, acrescidas da totalidade das horas dos sábados, domingos e dos 11(onze) feriados indicados acima. Neste horário as tarifas de energia são inferiores às do HP e em média são 664 horas durante o mês (Cemig, 2011).

Diante da sazonalidade do mercado de energia e visando manter um melhor equilíbrio entre a “oferta e demanda” são oferecidas para os clientes do grupo A, a modalidade tarifária Horo-sazonal. Na modalidade Convencional, também oferecida para os subgrupos A4, não

existe sinalização tarifária. Na modalidade Horo-sazonal existem 2 tipos, azul e Verde, onde as tarifas de consumo são diferenciadas conforme os postos horários e os períodos do ano. Com relação a demanda contratada clientes que se encaixem como Horosazonal Verde perante a energisa só pagarão demanda em horário fora ponta.

Vale ressaltar que todo consumo a mais diagnosticado pela concessionária nos clientes grupo A com relação a sua demanda são taxados por ultrapassagem e são aplicáveis sobre a diferença entre a demanda registrada e a contratada, quando a demanda registrada exceder em 5% a demanda contratada.

Os quadros 1, 2, 3 e 4, ilustram o exposto abaixo.

Quadro 1 - Baixa tensão

| MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL - BAIXA TENSÃO | | TUSD + TE |
|--|---|-------------------|
| TARIFA | CLASSES | CONSUMO (R\$/kWh) |
| B1 | RESIDENCIAL SEM BENEFÍCIO | 0,30445 |
| | o RESIDENCIAL BR - Consumo até 30 kWh | 0,10454 |
| | o RESIDENCIAL BR - Consumo de 31 a 100 kWh | 0,17921 |
| | o RESIDENCIAL BR - Consumo de 101 a 220 kWh | 0,26882 |
| | o RESIDENCIAL BR - Consumo acima de 220 kWh | 0,29869 |
| B2 | RURAL | 0,19650 |
| | RURAL IRRIGAÇÃO | 0,05306 |
| | COOPERATIVA DE ELETRIF. RURAL | 0,19650 |
| | SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO | 0,18268 |
| B3 | COMERCIAL SERVIÇOS E OUTROS | 0,30445 |
| | INDUSTRIAL | 0,30445 |
| | PODERES PÚBLICOS | 0,30445 |
| | SERVIÇO PÚBLICO | 0,25878 |
| B4 | ILUMINAÇÃO PÚBLICA | - |
| | o B4a - Rede de Distribuição | 0,16156 |
| | o B4b - Bulbo da Lâmpada | 0,17588 |

Fonte: (Energisa, 2022).

Quadro 2 -Alta Tensão

| MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL - ALTA TENSÃO | | | | |
|---|-----------------------------|------------------|--------------|-------------------|
| SUBGRUPO | CLASSES | TUSD + TE | | |
| | | DEMANDA (R\$/kW) | ULT. DEMANDA | CONSUMO (R\$/kWh) |
| A4 (2,3 a 25 kV) | INDUSTRIAL | 38,04 | 76,08 | 0,13457 |
| | COMERCIAL SERVIÇOS E OUTROS | 38,04 | 76,08 | 0,13457 |
| | RESIDENCIAL | 38,04 | 76,08 | 0,13457 |
| | PODER PÚBLICO | 38,04 | 76,08 | 0,13457 |
| | SERVIÇO PÚBLICO | 32,33 | 64,67 | 0,11438 |
| | RURAL ISOLADO | 34,24 | 68,47 | 0,12111 |
| | RURAL IRRIGAÇÃO | 34,24 | 68,47 | 0,01346 |

Fonte: (Energisa, 2022).

Quadro 3 - Horária Azul

| MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA AZUL | | | | | | | | |
|-----------------------------------|-----------------|------------------------------|------------|---------------|-------|-------------------|------------|---------|
| SUBGRUPO | CLASSES | TUSD + TE | | | | | | |
| | | DEMANDA (R\$/kW) | | | | CONSUMO (R\$/kWh) | | |
| | | PONTA | FORA PONTA | ULTRAPASSAGEM | | PONTA | FORA PONTA | |
| PONTA | F. PONTA | | | | | | | |
| AZUL | A3 (69 KV) | SERVIÇO PÚBLICO | 10,11 | 2,65 | 20,21 | 5,30 | 0,16407 | 0,10403 |
| | | RURAL | 10,70 | 2,81 | 21,40 | 5,62 | 0,17372 | 0,11015 |
| | | DEMAIS CLASSES (69 KV) | 11,89 | 3,12 | 23,78 | 6,24 | 0,19302 | 0,12239 |
| | A4 (13,8 KV) | SERVIÇO PÚBLICO | 30,86 | 10,12 | 61,71 | 20,25 | 0,16942 | 0,10939 |
| | | RURAL IRRIGAÇÃO | 32,67 | 10,72 | 65,34 | 21,44 | 0,17939 | 0,01287 |
| | | RURAL | 32,67 | 10,72 | 65,34 | 21,44 | 0,17939 | 0,11582 |
| | | DEMAIS CLASSES (2,3 a 25 KV) | 36,30 | 11,91 | 72,60 | 23,82 | 0,19932 | 0,12869 |

Fonte: (Energisa, 2022).

Quadro 5 - Horária Verde

| MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA VERDE | | | | | | | | |
|------------------------------------|-----------------|------------------|------------|---------------|---|-------------------|------------|---------|
| SUBGRUPO | CLASSES | TUSD + TE | | | | | | |
| | | DEMANDA (R\$/kW) | | | | CONSUMO (R\$/kWh) | | |
| | | PONTA | FORA PONTA | ULTRAPASSAGEM | | PONTA | FORA PONTA | |
| PONTA | FORA PONTA | | | | | | | |
| VERDE | A4 (13,8 KV) | SERVIÇO PÚBLICO | - | 10,12 | - | 20,25 | 0,91151 | 0,10939 |
| | | RURAL IRRIGAÇÃO | - | 10,72 | - | 21,44 | 0,96513 | 0,01287 |
| | | RURAL | - | 10,72 | - | 21,44 | 0,96513 | 0,11582 |
| | | DEMAIS CLASSES | - | 11,91 | - | 23,82 | 1,07237 | 0,12869 |

Fonte: (Energisa, 2022).

Outro adendo a se atentar pra compreensão das modalidades tarifárias, são os casos específicos chamados de Optante B, que são os casos onde o cliente se enquadra como grupo A, mas por atender os requisitos da norma vigente da Aneel pode ser tarifado tanto por demanda contratada como grupo A ou de forma ocasional como grupo B, daí vem o nome B optante, nesse caso o consumidor opta por qual será o faturamento.

Para enquadramento na Modalidade Tarifária B Optante, devem ser preenchidos os seguintes requisitos, definidos pelo artigo 100 da Resolução Normativa nº 414 da Aneel.

I – a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;

II – a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 750 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;

III – a unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores ou;

IV – Quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total.

3 VIABILIDADE FINANCEIRA

No presente capítulo será apresentado o estudo de viabilidade financeira, conceituando as principais ferramentas da matemática financeira utilizada nesse tipo de análise.

Em uma análise de viabilidade financeira da implantação de um sistema FV, devem ser abordados conceitos de matemática financeira como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*, que é o tempo de retorno do investimento (Nakabayashi, 2014).

3.1 FLUXO DE CAIXA

O Fluxo de Caixa é um registro e controle da movimentação do caixa, compreendendo assim as entradas e saídas dos recursos financeiros que tenham ocorrido durante um determinado período (Friedrich, 2005).

Para um sistema FV, o fluxo de caixa utilizado, onde Investimento é o valor inicial para a aquisição do sistema, Receita é o valor de desconto na fatura de energia ocasionada pela compensação de energia e O&M representa o valor que continua a ser pago. Os valores com sinal negativo representam as saídas (despesas) enquanto que os valores positivos representam as entradas (receitas), como ilustra a tabela 1.

TABELA 1: Fluxo de Caixa do Projeto

| Mês | 0 | 1 | 2 | ... | 60 |
|-----------------------|--------------------------|---|---|-----|---|
| Fluxo de Caixa | (-) Investimento Inicial | (+) Retorno Financeiro (-) Pagamento de Fatura | (+) Retorno Financeiro (-) Pagamento de Fatura | ... | (+) Retorno Financeiro (-) Pagamento de Fatura |

3.2 TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é uma taxa de referência na questão da análise de viabilidade de projetos e pode ser entendida como a taxa mínima que um determinado

investidor pretende receber em um investimento, e é composta basicamente por uma taxa de juros básica (livre de risco) e uma parcela de juros que compense o risco do investimento (Silva; Janni, 2021).

3.3 TAXA INTERNA DE RETORNO

Essa taxa é usada para verificar a viabilidade de projetos e leva em consideração o valor do investimento inicial. Assim, é calculado o valor presente do fluxo de caixa livre a partir do custo de capital usado. O custo de capital ou termo de comparação é definido pelo menor retorno que um projeto necessita para manter inalterado o valor do mercado da empresa (Naruto, 2017).

A TIR indica o VPL igual à zero quando o *Payback* B é alcançado, ou seja, o investimento pôde ser pago totalmente. A TIR leva em consideração o valo do dinheiro no tempo e, depois de ser calculada, é relacionando com o custo de capital, para dessa maneira indicar a viabilidade do projeto (Lemes Jr., 2015).

3.4 PAYBACK

O tempo de *Payback* é o período necessário para que o investidor obtenha o retorno do valor do investimento inicial por meios das suas receitas. Para que o sistema estudado seja economicamente viável é necessário que o tempo de *Payback* seja inferior ao período de vida útil do projeto, e quanto menor for o tempo de *Payback*, mais viável é o investimento (Marques, 2020).

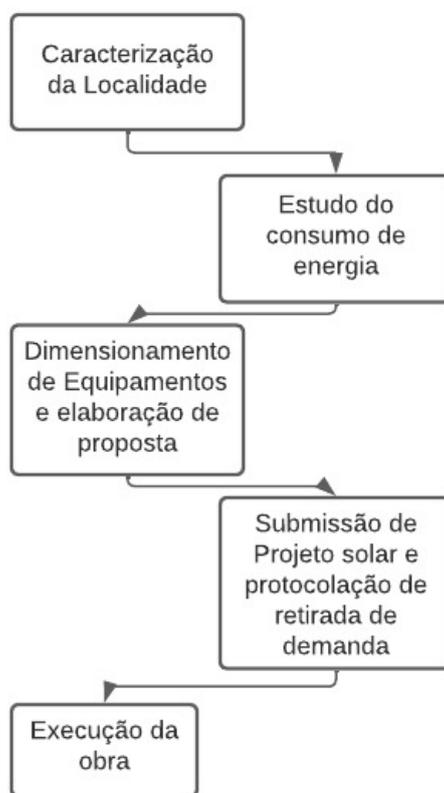
4 DIMENSIONAMENTO E EXECUÇÃO DE USINA

SOLAR FOTOVOLTAICA

Para execução do projeto, foi seguido o fluxograma apresentado na figura 6. O processo de implantação do sistema é composto por 5 partes , a caracterização da localidade , onde

analisamos o local a ser instalado o sistema e a taxa de irradiação solar da área , o estudo sobre consumo de energia do cliente , onde se analisa as tarifas compostas na sua conta e o seu consumo médio para a partir daí podermos executar a terceira etapa que consistem em dimensionar os equipamentos e elaborar um orçamento de obra para o cliente após isso se foi submetido o projeto a concessionária local e protocolado a retirada de demanda contratada e seguido os trâmites para ser finalizado a instalação da usina com a execução da obra e seu respectivo funcionamento.

FIGURA 6 - Fluxograma da obra



Fonte: Autoria própria

4.1 CARACTERIZAÇÃO DA LOCALIDADE

A indústria a ser instalada o sistema fica na Zona Rural do Município de Picuí-PB e conta com 6 galpões, tem instalado no mesmo uma subestação aérea não abrigada particular

com um transformador de 112,5 kVA como indica as figuras 7 e 8, um galpão descoberto foi o escolhido para receber a instalação da usina como indica a figura 9.

A unidade consumidora da cerâmica antes do projeto era classificada como grupo A4 industrial e apresentava demanda contratada de 105 kVA.

Figura 7 - Padrão de entrada



Fonte: Autoria própria

Figura 8 – Quadro de Distribuição e Rede



Fonte: Autoria própria.

Figura 9 – Galpão Estrutural



Fonte: Autoria própria.

4.2 ESTUDO DE CONSUMO DE ENERGIA

Para se realizar o estudo do consumo médio da indústria a ser implantada o sistema, se foi necessário analisar a sua fatura de energia conforme indicada no Anexo 1.

A análise de consumo de energia foi realizada no período entre maio e setembro de 2021, quando foi registrada uma média mensal de consumo, como descrito na figura 10.

Para fins de projeto, a metodologia utilizada será considerada o valor de consumo como sendo a média dos dados coletados averiguando a fatura e se informando com o usuário quais os possíveis novos motores e implementações seriam necessários para a usina, com isso se foi averiguado que a média de consumo nos últimos 5 meses após estabilidade da cerâmica foi de :14429,6 kWh, sendo acrescido um valor pela demanda contratada junto a concessionária local de 105 kW, conforme figura.

Figura 10 – Descrição de Consumo

| INDICADORES DE QUALIDADE | | | | | CONSUMO DOS ÚLTIMOS 12 MESES | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------|--------|-------------|----------------------|------------------------------|------------------|----------------|------------------------------|-------------------|---------------|---------------|---------------------------|----------|---------------|-------|---------------------------|------------------|--|--|--|
| ÍNDICES DA REDE | MESES | APR/21 | MAY/21 | ANUAL | MÊS | DEMANDA FATURADA | DEMANDA MÍNIMA | CONV. FRI | CONTEÚDO ESTIMADO | DEMANDA MÉDIA | ERE | ERE | ERE | ERE | CONV. | ERE | | | | |
| DIC | 10,87 | 5,73 | 21,75 | 43,5 | DET/21 | 240 | 8,24 | 0,00 | 15513 | 98,75 | 0 | | | 2975 | 0 | 0 | | | | |
| FIC | 4,89 | 2,00 | 9,39 | 18,78 | AGO/21 | 195 | 9,35 | 0,00 | 12991 | 96,06 | 0 | | | 2051 | 0 | 0 | | | | |
| DMIC | 5,89 | 5,27 | | | JUL/21 | 211 | 8,00 | 0,00 | 15658 | 100,49 | 0 | | | 1133 | 0 | 0 | | | | |
| DIORI | 12,71 | | | | JUN/21 | 194 | 5,78 | 0,00 | 15358 | 100,00 | 0 | | | 1053 | 0 | 0 | | | | |
| | | | | | MAI/21 | 198 | 8,26 | 0,00 | 12628 | 106,76 | 0 | | | 2024 | 0 | 0 | | | | |
| Conjunto: Picuí | | | | | ABR/21 | 275 | 6,29 | 0,00 | 17399 | 98,89 | 0 | | | 3352 | 0 | 0 | | | | |
| | | | | | MAR/21 | | | 0,00 | | | | | | | 0 | 0 | | | | |
| Referência: | | | 07/2021 | | FEV/21 | 28 | 1,18 | 0,00 | 9066 | 93,53 | 0 | | | 1146 | 0 | 0 | | | | |
| Tensão Contratada: | | | 13,8 | | JAN/21 | 28 | 0,86 | 0,00 | 11688 | 92,89 | 0 | | | 1048 | 0 | 0 | | | | |
| Limite Adequado: | | | 12,8 a 14,5 | | DEZ/20 | 34 | 1,16 | 0,00 | 12575 | 93,25 | 0 | | | 1015 | 0 | 0 | | | | |
| | | | | | NOV/20 | 34 | 0,74 | 0,00 | 11966 | 97,00 | 0 | | | 1033 | 0 | 0 | | | | |
| | | | | | OUT/20 | 41 | 3,27 | 0,00 | 11187 | 89,15 | 0 | | | 1040 | 0 | 0 | | | | |
| | | | | | SET/20 | 55 | 3,99 | 0 | 11280 | 87,08 | 0 | | | 1136 | 0 | 0 | | | | |
| <small> (1) - Tempo que o cliente ficou sem energia (2) - Número de vezes que o cliente ficou sem energia (3) - Duração da maior interrupção de energia no período (4) - Quantidade de interrupções individuais de cliente </small> | | | | | | PONTA | | INTERVALO DURA | | FORA DE PONTA | | PONTA | | FORA DE PONTA | | RELEVADO | | | | |
| * FATURAMENTO PELA MÉDIA/MÍNIMO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| COMPOSIÇÃO DO CONSUMO | | | | ESTRUTURA DO CONSUMO | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | DADOS DA LEITURA | | | | Leitura Anterior: 31/07/2021 | | | | Leitura Atual: 31/08/2021 | | | | Dias: 31 | DADOS DO CONSUMO | | | |
| DESCRIÇÃO | VALOR (R\$) | % | UNL | POSTO | ATUAL | ANTERIOR | K | PERDAS (K) | FAT. POT. | AL. FAT. POT. | AL. FAT. POT. | MÉDIO | FATURADO | | | | | | | |
| Serviço de distribuição ENERGISAPE | 2.546,76 | 19,53 | KWH | Ponta | 2506 | 2272 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 0 | 240 | 240 | | | | | | | |
| Compra de energia | 5.255,29 | 40,31 | KWH | FPonta | 497060 | 481925 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 0 | 15513 | 15513 | | | | | | | |
| Serviço de transmissão | 574,98 | 4,41 | KW | Ponta | 8,04 | 0 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 0 | 8,24 | 0 | | | | | | | |
| Encargos setoriais | 867,10 | 6,65 | KW | FPonta | 96,34 | 0 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 0 | 98,75 | 105 | | | | | | | |
| Impostos diretos e encargos | 3.794,30 | 29,10 | ERE | Ponta | 1345 | 1099 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 0 | 252 | 252 | | | | | | | |
| Outros serviços | 0,00 | 0,00 | DRE | FPonta | 38458 | 38556 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 0 | 2975 | 2975 | | | | | | | |
| Total | 18.098,43 | 100,00 | DRE | Ponta | 11,71 | 0 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | | | | | | | |
| Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (Ref 07/2021): R\$ 3.566,58 | | | DRE | FPonta | 90,8 | 0 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 0 | 93,07 | 0 | | | | | | | |
| | | | | DADOS DA DEMANDA | | | | Demanda Contratada Ponta: | | | | Fora Ponta: 105 | | | | * K: Constante do Medidor | | | | |

Fonte: Autoria própria.

4.3 DIMENSIONAMENTO DE EQUIPAMENTOS E ELABORAÇÃO DA PROPOSTA

Para o dimensionamento do Kit Fotovoltaico a atender o sistema se foi atenuado um inversor de 75kW considerando seu overload em 30%, afim de manter o cliente com o parâmetro de geração avaliado em microgeração.

Na Tabela 2, encontra-se a opção de inversor escolhida (Deye SUN KG de 75kW) para esse sistema, sendo apresentadas algumas especificações técnicas, encontradas no manual do fabricante.

Observando a potência nominal do inversor com a potência desse sistema, foi escolhida a utilização de um inversor de 75 kW. Isso ocorre pelo fato de a potência desse inversor ser inferior à potência do sistema, não provocando uma queda de rendimento do inversor e tornando esse equipamento uma escolha devida.

Uma das maiores preocupações dos projetistas dos sistemas é que a tensão e a corrente que entram no inversor nunca sejam superiores aos limites especificados. Além disso, o inversor deve possuir sua tensão de saída compatível à tensão C.A. da rede elétrica.

Tabela 2 – Características do Inversor.

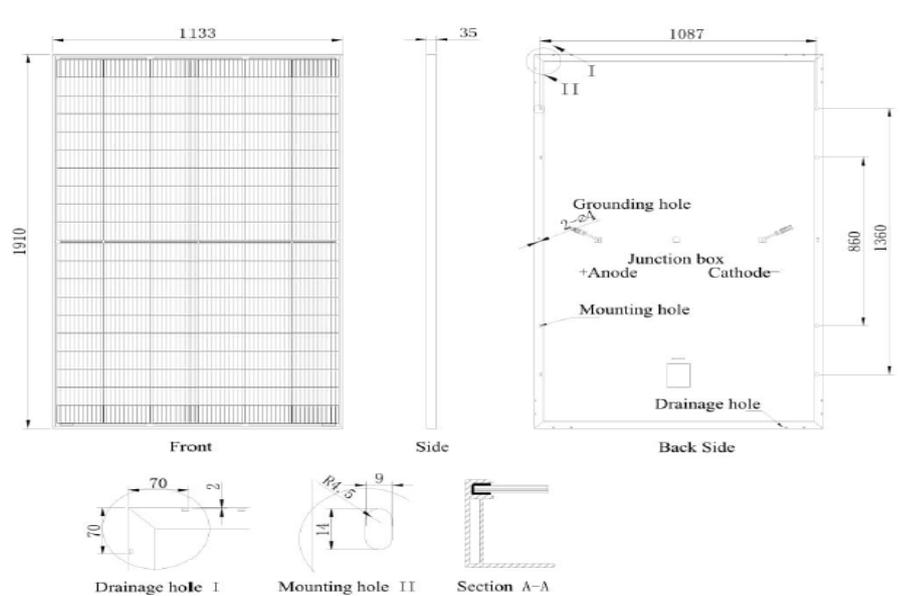
| | |
|------------------------------------|---------|
| Máxima potência de entrada CC (kW) | 112,5 |
| Máxima potência de saída CA (kW) | 92,5 |
| Máxima corrente de saída CA(A) | 119,5 |
| Eficiência Máxima | 98.9% |
| Eficiência do MPPT | >99% |
| Faixa de operação do MPPT (V) | 200-850 |

Fonte: Autoria própria

O fator de dimensionamento do inversor é utilizado para uma otimização baseada no custo benefício com a intenção de compensar as perdas de potência entre o arranjo dos módulos e inversores. Quando não são utilizadas ferramentas para computar com precisão essas perdas de potência, precisa se prever no projeto uma forma de se compensar essas perdas, o fato de utilizar o overload do inversor afim de otimizar o arranjo de placas se dá para comportar o sistema tornando-se mais viável economicamente e otimizando as perdas da conversão CC-CA.

Como já descrito anteriormente, o arranjo fotovoltaico é composto por módulos fotovoltaicos conectados em série / paralelo para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia elétrica produzida pelo gerador, (Cresesb, 2014). Portanto, os módulos solares escolhidos para esse projeto são os do fabricante AE Solar, sendo que cada um possui uma potência de 460W. Um exemplar desse módulo é visto na Figura 11.

Figura 11 – Módulo AE SOLAR-460W



Fonte: (Ae Solar, 2022).

Os dados característicos do módulo, informado em seu datasheet se encontram na tabela 3.

Tabela 3 - Dados do Módulo Fotovoltaico

| | |
|--------------------------------|-------|
| Potência Máxima Nominal (W) | 460 |
| Tensão Máxima (V) | 35,6 |
| Máxima corrente (A) | 12,92 |
| Tensão de Circuito aberto (V) | 42,6 |
| Corrente de Curto-Circuito (A) | 13,67 |

Fonte: Autoria própria.

Após seleção dos componentes a serem usados na instalação é simulado por meio do software Safeleads, afim de obter o valor do projeto e as suas configurações, para isso se é necessário por meio de visita técnica avaliar a orientação do telhado afim de medir o índice de irradiação local com maior precisão e também o tipo do telhado do cliente afim de simular a estrutura necessária para execução do projeto. Para realizar o dimensionamento através do cálculo da potência teórica do sistema fotovoltaico é necessário a execução matemática realizada a partir da Equação (1).

$$PFV = PG \cdot 12 / Irr \cdot F \quad (1)$$

Em que: *PFV* - Potência do Sistema (kWp); *Irr* - Radiação solar local (kWh/m² /ano); *F* - Fator de performance do sistema (em porcentagem). A quantidade de módulos fotovoltaicos, por sua vez, é determinada de modo a atender a potência do sistema calculada na Equação (1). Na Equação (2) está presente o cálculo da quantidade de painéis fotovoltaicos a serem utilizados no projeto.

$$N = PFV / Pm \quad (2)$$

Em que *N* é a quantidade de módulos e *Pm* é a potência nominal do módulo escolhido. Com a simulação executada, temos a pré proposta gerada completa mostrada no anexo 2, ela nos indicou um Kit Solar de potência de 106,72 kWp, sendo 232 módulos solares e o Inversor, respeitando assim todos os parâmetros operacionais dos equipamentos, os módulos foram definidos para serem instalados no telhado de um galpão da indústria e o valor do projeto foi de R\$ 375.000,00.

4.4 HOMOLOGAÇÃO DE PROJETO

Para se realizar a homologação do projeto e submissão do mesmo perante a Energisa, é necessário entender toda a documentação exigida por norma pela mesma, além da posse dos dados do cliente, o documento primordial para o envio é o memorial técnico, nele contém as informações do padrão de entrada, como disjuntor de entrada, bitola dos cabos, identificação da unidade consumidora e dados da geração, como número de módulos, potência do inversor e parametrização do mesmo, que serão verificados posteriormente pela concessionária na execução de vistoria, ele é preenchido e enviado em complemento a solicitação de utilização de micro ou mini geração distribuída.

O memorial deve conter:

- Normas e Padrões Técnicos e Documentação Relacionada (Certificação dos Equipamentos) ;
- Identificação da Unidade Consumidora (U.C);
- Dados do Ponto de Entrega: Tensão e Disjuntor de Entrada, seção e tipo de isolamento dos condutores do ramal de ligação e de entrada;
- Especificações do Gerador, do Inversor, dos equipamentos de proteção CC e CA (disjuntor, fusíveis, DPS), disjuntor de entrada e dos condutores;
- Descrição do sistema de Aterramento, equipotencializações;
- Descrição das funções de proteção utilizadas (sub e sobre tensão, sub e sobre frequência, sobre corrente, sincronismo e anti-ilhamento) e seus respectivos ajustes (Energisa, 2019).

As figuras 11 e 12 ilustram o memorial técnico preenchido e enviado para execução deste estudo.

Figura 12 - Memorial Técnico para Projeto Elétrico

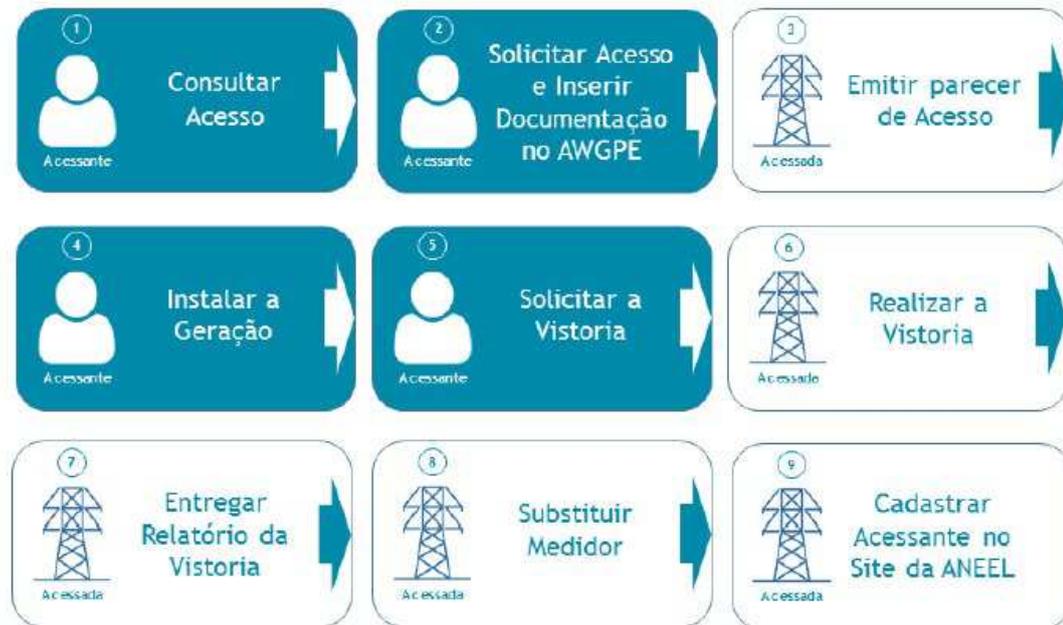
| MEMORIAL TÉCNICO PARA PROJETO ELÉTRICO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA (GD) SOLAR | | | |
|--|---|---|--|
| Tipo de Projeto | | Microgeração | Previsão de Atendimento: Janeiro 2022 |
| FINALIDADE: | O projeto tem como finalidade atender uma unidade consumidora registrada pelo n° da UC 5/1345811-2, fazendo conexão com a rede elétrica da concessionária e participar do sistema de compensação. | | |
| Normas e Padrões Técnicos e Resoluções Relacionadas: | | NDU 013, NDU 001, Resolução 482, NDU 015, Prodist 3.7, Resolução 687, NBR 5410, NBR 5419, NBR 16690 | |
| DADOS DO PROPRIETÁRIO | | | |
| NOME: | GABRIELLA DA CUNHA NOBREGA FARIAS DE BARROS | | |
| PESSOA: | Jurídica | CNPJ / CPF: | 10.254.061/0001-39 |
| ENDEREÇO: | Rua Projetada | N°: | s/n |
| BAIRRO: | Área Rural | CIDADE: | Picuí |
| EMAIL: | projetos@solarxeng.com.br | | |
| TELEFONE-01: | (84) 99631-3563 | 02: | |
| 03: | | | |
| DADOS DA OBRA | | | |
| EDIFICAÇÃO: | Industrial | | |
| ENDEREÇO: | Rua Projetada | N°: | s/n |
| BAIRRO: | Área Rural | CIDADE: | Picuí |
| ZONA: | RURAL | | |
| Dados da Unidade Consumidora Geradora | | | |
| UNIDADE CONSUMIDORA EXISTENTE: | 5/1345811-2 | Modalidade | Consumo na Própria UC |
| Tipo de Fonte da Geração | Solar | Potência da Geração | 106,72 |
| Potencia previamente instalada da UC: | 112,5 | Tipo do Ramal de Entrada | Aéreo |
| Tipo de conexão | Trifásico | Classe de Atendimento | Industrial |
| Tensão de conexão | 220/380V | | |
| Dimensionamento do Padrão de Entrada | A unidade consumidora possui o padrão de entrada particular com uma subestação de 112,5kVA, com condutores de cobre com Isolação PVC de 70 mm ² , e um condutor de aterramento em cobre nu de 35 mm ² , Disjuntor monopolar de 175 A, Haste para aterramento 16 x 2400 mm e eletroduto de PVC 25 mm rígido. | | |

Figura 12 – Memorial – Folha 2

| MEMORIAL TÉCNICO PARA PROJETO ELÉTRICO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA (GD) SOLAR | | | |
|---|--|--|---|
| Informações Das Placas | | | |
| Fabricante dos Módulos | AE SOLAR | Modelo dos Módulos | AE-460-HM6L-60 |
| Potência Individual dos Módulos (W): | 460 | Quantidade de Módulos | 232 |
| Potencia Total da Geração (kW) | 106,72 | Área Total dos Arranjos (m²) | 487,2 |
| Localização da instalação das placas: | Será instalado em telhado do cliente | | Certificado INMETRO: 005151/2021 |
| Informações Dos Inversores | | | |
| Fabricante do Inversor | DEYE | Modelo dos Inversor | SUN-75K-G05 |
| Potencia Individual do Inversor (kW): | 75 | Quantidade de Inversor | 1 |
| Potencia Total do Inversor(kW): | 75 | Localização do Inversor: | Os inversores serão instalados em área que possui boa ventilação e é protegido contra intempéries |
| Altura do Inversor - Do topo do visor até o piso acabado | 1.50m | Certificado INMETRO: | Certificado Internacional |
| Dimensionamento das equipamentos de proteções | <p>1 Inversor DEYE de 75 kW será responsável por converter a corrente CC em CA de forma eficiente.</p> <p>No lado CC, há 12 circuito com 2 condutores de 4 mm² e estará ligado aos 4MPPT. O inversor possui internamente proteção contra surtos, sobrecarga e curto circuito. Além disso, ele tem uma chave seccionadora que liga/desliga as entradas dos MPPTs.</p> <p>No lado CA, há uma saída de corrente de 119,6 A do inversor. Assim, serão utilizados 1 DPS (275Vca/20kA/Classe II) e um disjuntor tripolar de 125 A. Os condutores do lado CA terão bitola de 50 mm² de cobre isolado.</p> | | |
| Ajustes Recomendados das Proteções - Parametrização do Inversor | | | |
| Descrição | Parâmetros | Tempo de Atuação | |
| Tensão no ponto de Conexão: | V < 80% (0,8 PU) Vn | Desligar em 0,4 s | |
| Tensão no ponto de Conexão: | V < 110% (1,1 PU) Vn | Desligar em 0,2 s | |
| Regime Normal de Operação | 80 % <= V = < 110% | Condições normais | |
| Subfrequência | f < 57,5 HZ | Desligar em até 0,2 s | |
| Sobrefrequência | f > 62,0 HZ | Desligar em 0,2 s | |
| Frequência Nominal da Rede | f = 60 HZ | Condições normais | |
| Após a perda da rede (ilhamento), deverá interromper o fornecimento de energia a rede: | ilhamento | Interromper em até 2s | |
| Após a retomada das condições normais de tensão e frequência da red, religar: | Reconexão | Após 180s | |

Fonte: Autoria própria.

Figura 13 - Fluxograma Energisa



Fonte: (Energisa, 2023).

Após dimensionamento e envio do projeto o próximo passo é instalar a geração para poder solicitar a vistoria e por fim começar a funcionar a usina após a troca do medidor. O sistema instalado desse estudo é visualizado na figura 14.

Figura 14 – Sistema Instalado



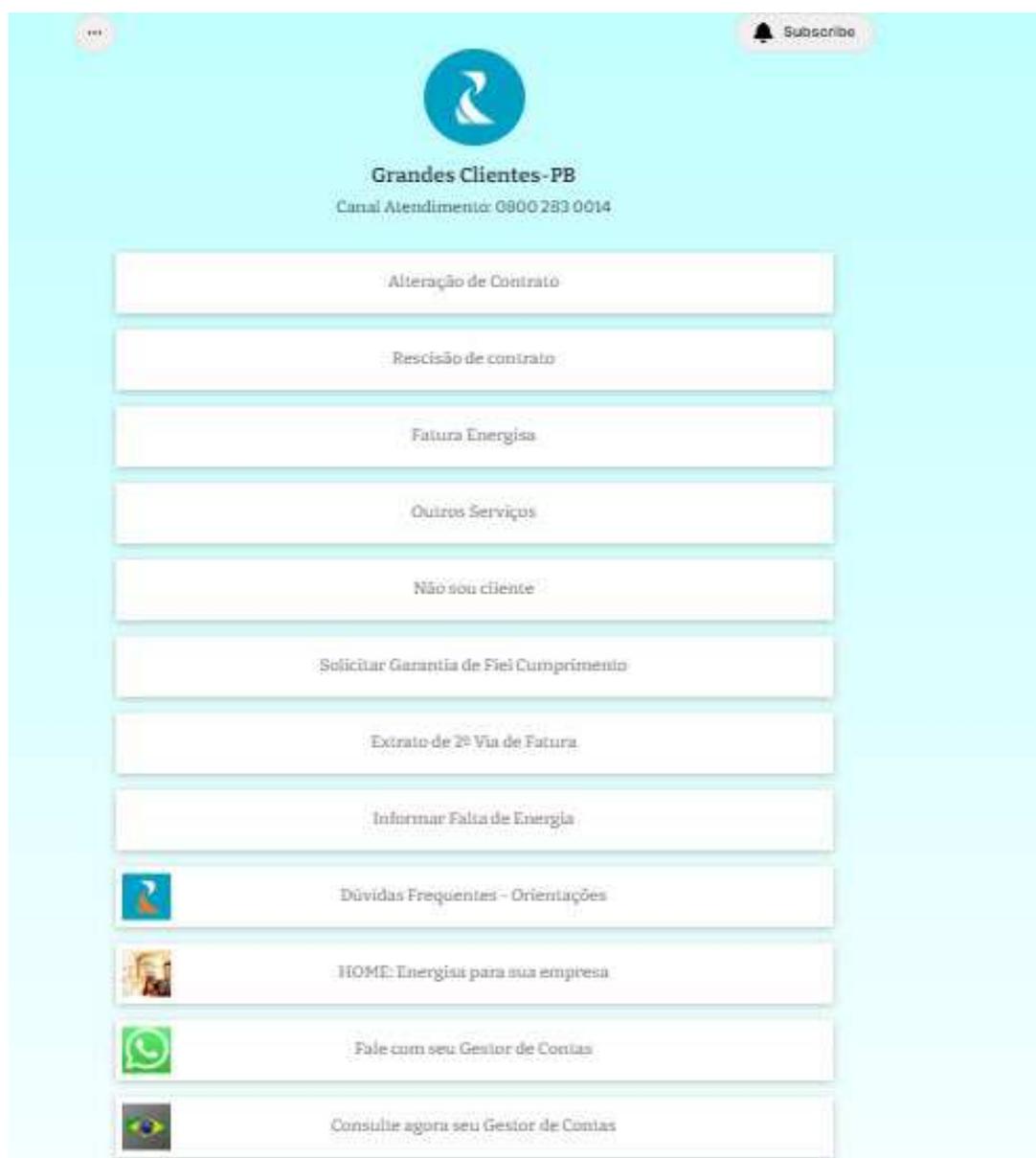
Fonte: Autoria própria.

4.5 RETIRADA DE DEMANDA

Após conclusão da instalação do sistema fotovoltaico o próximo passo é abrir o protocolo para solicitar adesão ao grupo tarifário Optante B, opção essa que será econômica para o cliente pois irá retirar o valor pago por demanda contratada na sua Fábrica.

O processo para alteração de contrato na Energisa é todo feito via portal Grandes Clientes, disponibilizado pela concessionária. A figura 15 retrata a página inicial do portal.

Figura 15 - Grandes Clientes Energisa



Fonte: Autoria própria.

Na página aberta é necessário selecionar a opção alteração de contrato e assim preencher as informações no formulário gerado referente a respectiva unidade consumidora, como ilustra a figura 16.

Figura 16 - Portal Grandes Clientes



ALTERAÇÃO DE CONTRATO - GRANDES CLIENTES

Este formulário possibilita que sejam apresentados os seguintes pedidos de ajuste contratual:

1. Alteração da demanda contratada (Aumento / Redução)
2. Migração de modalidade tarifária (Sazonal Verde / Sazonal Azul / Optante B)
3. Alteração de titularidade

Considerações:

1. O prazo de resposta ao seu requerimento é de até **04 dias úteis** por parte do seu gestor de contas;
2. Aumento de demanda possui carência para implantação de **30 dias corridos**;
3. Redução de demanda possui carência para implantação de **90 dias corridos**;
4. Migração de modalidade tarifária possui carência de **30 dias corridos**, desde que não haja necessidade de ajuste físico demandado pela apresentação de projeto elétrico onde o prazo será o estabelecido para redução ou aumento de carga;

Ativar o Windows
Acesse Config

Fonte: Autoria própria.

Após preenchimento do formulário o gestor de contas entra em contato via e-mail solicitando os documentos referentes a alteração a figura 17 ilustra os documentos pedidos.

Figura 17 - Documentação Necessária

Documentação:

1. Cliente Rural Pessoa Jurídica

- Cartão do CNPJ
- Cartão da Inscrição Estadual
- Contrato Social e Aditivos
- RG e CPF do(s) Representante(s) Legal(is)
- RG e CPF da Testemunha de vossa indicação

2. Cliente Rural Pessoa Física

- Documento do Imóvel
- RG e CPF do Representante Legal
- RG e CPF da Testemunha de vossa indicação
- Documento que comprove a atividade rural desenvolvida no local, como:
 - Declaração emitida pela EMPAER
 - Declaração emitida pelo Sindicato ou Associação Rural conveniado

3. Órgãos Públicos

- Cartão do CNPJ
- RG e CPF do Representante Legal
- Termo de Posse e/ou Ato de Nomeação ou Publicação do DOU
- RG e CPF da Testemunha de vossa indicação

4. Demais Classes Pessoa Jurídica

- Cartão do CNPJ
- Cartão da Inscrição Estadual
- Contrato Social e Aditivos
- RG e CPF do Representante Legal
- RG e CPF da Testemunha de vossa indicação

5. Demais Classes Pessoa Física

- Documento do Imóvel
- RG e CPF do Representante Legal
- RG e CPF da Testemunha de vossa indicação
- Documento que comprove a atividade rural desenvolvida no local

Fonte: Autoria própria.

Pós documentação enviada a concessionária tem o prazo de 30 para realizar a homologação do contrato e colher as assinaturas dos responsáveis, entrando assim em vigor a modalidade tarifária escolhida.

5 RETORNO FINANCEIRO

Nesse capítulo iremos os fluxos de caixa em 25 anos e as ferramentas de análise de viabilidade econômicas como Valor líquido presente (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback*. A primeira análise irá considerar o cliente gerando sua própria energia no Grupo A (pagando Demanda Contratada) e a segunda análise irá considerar o cliente gerando sua própria energia como Optante B.

No fim do capítulo para termos práticos do estudo iremos comparar uma conta do cliente antes da usina instalada e outra conta pós instalação.

5.1 RETORNO FINANCEIRO NO GRUPO A

O consumidor tarifado no Grupo A, paga a tarifa denominada como binômia (demanda e energia consumida), e o Grupo B, paga a tarifa denominada como monômia (apenas energia consumida) (Mota, 2020).

Para o estudo do retorno teremos o mesmo sistema fotovoltaico gerando energia no total de 15000kWh mês, o que nos dá 180000,00 kWh/ano, aqui o que diferenciará o consumidor no grupo A é que o mesmo pagará a concessionária apenas o valor da demanda contratada e quando enquadrado no grupo B o mesmo pagará o valor da taxa de disponibilidade.

Para a demanda contratada paga por este consumidor no Grupo A, foi levado em consideração o valor da demanda na conta de energia no ato da compra do sistema fotovoltaico, tendo assim o valor de R\$24,00 por cada kW contratado, sendo contratados 105kW, temos o valor de R\$ 2520,00 de demanda contratada. Ao migrarmos este consumidor para o Grupo B, o mesmo deixará de pagar pela demanda contratada e pagará a taxa de disponibilidade que neste caso corresponde a 100kW (cliente trifásico) multiplicado pelo valor da energia (em kWh) de R\$0,84, temos assim a taxa mínima de R\$84,00.

Essa mudança tarifária é permitida apenas para cliente com transformadores de até 112,5 e os mesmos devem ter seus sistemas homologados como Microgeração (até 75kW de inversores de frequência).

Na tabela 4, temos o desempenho econômico do consumidor no grupo A em 25 anos, através dos Fluxos de Caixa encontrados com a economia de energia gerada pelo sistema

fotovoltaico. Foi considerada a geração anual de 180.000 kWh, a taxa de perda de energia dos módulos fotovoltaicos de 0,80% ao ano (com base no datasheet do módulo), o aumento anual do valor da tarifa de energia elétrica de 6% ao ano (estimado pela Aneel), o aumento anual do valor da demanda contratada de 3% ao ano (estimado pela Aneel e por fim, a troca do inversor descontado no fluxo de caixa do 13º ano (a garantia do inversor no ato da compra é de 12 anos) no valor de R\$60.000,00.

Tabela 4 - Fluxo de Caixa Grupo A-autoria própria

| Ano | Preço da Tarifa | Geração de Energia | Demanda Contratada | Fluxo de Caixa | Fluxo de Caixa Descontado | Troca Inversor |
|-----|-----------------|--------------------|--------------------|-----------------|---------------------------|----------------|
| 0 | R\$ - | 0 | R\$ - | -R\$ 375.000,00 | -R\$ 375.000 | R\$ - |
| 1 | R\$ 0,84 | 180000 | R\$ 2.520,00 | R\$ 148.680,00 | -R\$ 226.320 | R\$ - |
| 2 | R\$ 0,89 | 178560 | R\$ 2.595,60 | R\$ 156.394,22 | -R\$ 69.926 | R\$ - |
| 3 | R\$ 0,94 | 177131,52 | R\$ 2.673,47 | R\$ 164.507,51 | R\$ 94.582 | R\$ - |
| 4 | R\$ 1,00 | 175714,4678 | R\$ 2.753,67 | R\$ 173.040,47 | R\$ 267.622 | R\$ - |
| 5 | R\$ 1,06 | 174308,7521 | R\$ 2.836,28 | R\$ 182.014,78 | R\$ 449.637 | R\$ - |
| 6 | R\$ 1,12 | 172914,2821 | R\$ 2.921,37 | R\$ 191.453,21 | R\$ 641.090 | R\$ - |
| 7 | R\$ 1,19 | 171530,9678 | R\$ 3.009,01 | R\$ 201.379,75 | R\$ 842.470 | R\$ - |
| 8 | R\$ 1,26 | 170158,7201 | R\$ 3.099,28 | R\$ 211.819,59 | R\$ 1.054.290 | R\$ - |
| 9 | R\$ 1,34 | 168797,4503 | R\$ 3.192,26 | R\$ 222.799,23 | R\$ 1.277.089 | R\$ - |
| 10 | R\$ 1,42 | 167447,0707 | R\$ 3.288,03 | R\$ 234.346,55 | R\$ 1.511.435 | R\$ - |
| 11 | R\$ 1,50 | 166107,4942 | R\$ 3.386,67 | R\$ 246.490,84 | R\$ 1.757.926 | R\$ - |
| 12 | R\$ 1,59 | 164778,6342 | R\$ 3.488,27 | R\$ 259.262,93 | R\$ 2.017.189 | R\$ - |
| 13 | R\$ 1,69 | 163460,4051 | R\$ 3.592,92 | R\$ 272.695,22 | R\$ 2.229.884 | R\$ 60.000,00 |
| 14 | R\$ 1,79 | 162152,7219 | R\$ 3.700,70 | R\$ 286.821,80 | R\$ 2.516.706 | R\$ - |
| 15 | R\$ 1,90 | 160855,5001 | R\$ 3.811,73 | R\$ 301.678,50 | R\$ 2.818.385 | R\$ - |
| 16 | R\$ 2,01 | 159568,6561 | R\$ 3.926,08 | R\$ 317.303,00 | R\$ 3.135.688 | R\$ - |
| 17 | R\$ 2,13 | 158292,1069 | R\$ 4.043,86 | R\$ 333.734,94 | R\$ 3.469.423 | R\$ - |
| 18 | R\$ 2,26 | 157025,77 | R\$ 4.165,18 | R\$ 351.015,99 | R\$ 3.820.439 | R\$ - |
| 19 | R\$ 2,40 | 155769,5638 | R\$ 4.290,13 | R\$ 369.189,97 | R\$ 4.189.628 | R\$ - |
| 20 | R\$ 2,54 | 154523,4073 | R\$ 4.418,84 | R\$ 388.302,96 | R\$ 4.577.931 | R\$ - |
| 21 | R\$ 2,69 | 153287,2201 | R\$ 4.551,40 | R\$ 408.403,42 | R\$ 4.986.335 | R\$ - |
| 22 | R\$ 2,86 | 152060,9223 | R\$ 4.687,94 | R\$ 429.542,31 | R\$ 5.415.877 | R\$ - |
| 23 | R\$ 3,03 | 150844,4349 | R\$ 4.828,58 | R\$ 451.773,21 | R\$ 5.867.650 | R\$ - |
| 24 | R\$ 3,21 | 149637,6795 | R\$ 4.973,44 | R\$ 475.152,48 | R\$ 6.342.803 | R\$ - |
| 25 | R\$ 3,40 | 148440,578 | R\$ 5.122,64 | R\$ 499.739,37 | R\$ 6.842.542 | R\$ - |

O fluxo de caixa representa o movimento de entradas e saídas do projeto a cada ano e é importante para facilitar a observação do saldo anual do investimento. O fluxo de caixa acumulado representa soma dos períodos anteriores ao valor do período considerado, sua análise permite encontrar o ano em que o investimento se paga.

Portanto, na tabela acima, foram encontrados os fluxos de caixa em todos os períodos analisados (25 anos) e podemos verificar o *payback* simples que ocorre entre os anos dois e três, onde o fluxo de caixa acumulado positivo é de R\$ 94.582.

Com base na Tabela 4, iremos usar os dados encontrados no fluxo de caixa para utilizarmos as ferramentas de análise financeira vistas no capítulo 4, taxa interna de retorno (TIR), taxa de lucratividade e *payback* descontado.

Nesta análise, precisamos considerar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como um fator para analisar a variação do dinheiro ao longo do tempo e representa a taxa de juros que representa o que um investidor pretende ganhar quando faz um investimento. Para esse caso, foi considerada uma taxa de 10,00% ao ano, valor este referente a rentabilidade de uma aplicação de investimento na Taxa Selic no ano de aquisição da Usina fotovoltaica e assim preenchemos a tabela 5.

Tabela 5 - Índices Financeiros Grupo A - Autoria própria

| | |
|--------------------------------|---------------------|
| TMA | 10% |
| Valor Inicial Investido | -R\$ 375.000 |

| Ano | Fluxo de Caixa | Valor Presente (VP) | Valor Presente Acumulado |
|-----|-----------------|---------------------|--------------------------|
| 0 | -R\$ 375.000,00 | -R\$ 375.000,00 | -R\$ 375.000,00 |
| 1 | R\$ 148.680,00 | R\$ 135.163,64 | -R\$ 239.836,36 |
| 2 | R\$ 156.394,22 | R\$ 129.251,42 | -R\$ 110.584,94 |
| 3 | R\$ 164.507,51 | R\$ 123.596,93 | R\$ 13.011,99 |
| 4 | R\$ 173.040,47 | R\$ 118.188,97 | R\$ 131.200,96 |
| 5 | R\$ 182.014,78 | R\$ 113.016,86 | R\$ 244.217,82 |
| 6 | R\$ 191.453,21 | R\$ 108.070,35 | R\$ 352.288,16 |
| 7 | R\$ 201.379,75 | R\$ 103.339,65 | R\$ 455.627,82 |
| 8 | R\$ 211.819,59 | R\$ 98.815,40 | R\$ 554.443,22 |
| 9 | R\$ 222.799,23 | R\$ 94.488,62 | R\$ 648.931,84 |
| 10 | R\$ 234.346,55 | R\$ 90.350,74 | R\$ 739.282,58 |
| 11 | R\$ 246.490,84 | R\$ 86.393,54 | R\$ 825.676,12 |
| 12 | R\$ 259.262,93 | R\$ 82.609,16 | R\$ 908.285,28 |
| 13 | R\$ 272.695,22 | R\$ 78.990,09 | R\$ 987.275,37 |
| 14 | R\$ 286.821,80 | R\$ 75.529,14 | R\$ 1.062.804,51 |
| 15 | R\$ 301.678,50 | R\$ 72.219,43 | R\$ 1.135.023,95 |
| 16 | R\$ 317.303,00 | R\$ 69.054,38 | R\$ 1.204.078,32 |
| 17 | R\$ 333.734,94 | R\$ 66.027,68 | R\$ 1.270.106,00 |
| 18 | R\$ 351.015,99 | R\$ 63.133,31 | R\$ 1.333.239,31 |
| 19 | R\$ 369.189,97 | R\$ 60.365,51 | R\$ 1.393.604,82 |
| 20 | R\$ 388.302,96 | R\$ 57.718,76 | R\$ 1.451.323,58 |
| 21 | R\$ 408.403,42 | R\$ 55.187,79 | R\$ 1.506.511,37 |
| 22 | R\$ 429.542,31 | R\$ 52.767,54 | R\$ 1.559.278,91 |
| 23 | R\$ 451.773,21 | R\$ 50.453,20 | R\$ 1.609.732,11 |
| 24 | R\$ 475.152,48 | R\$ 48.240,14 | R\$ 1.657.972,25 |
| 25 | R\$ 499.739,37 | R\$ 46.123,94 | R\$ 1.704.096,20 |

| | |
|------------------------------------|------------------|
| Soma dos VP's (Ano 1 ao 25) | R\$ 2.079.096,20 |
| VPL do projeto | R\$ 1.704.096,20 |
| Taxa Interna de Retorno | 44,8% |
| Taxa de Lucratividade | 5,54 |
| Tempo de Payback | 2,89 |

No Valor Presente Líquido (VPL), sua respectiva análise permite verificar a rentabilidade de um investimento de modo mais realista. “O cálculo do VPL é, onde os fluxos de caixa do projeto são descontados a uma determinada taxa de juros e trazidos ao valor presente. Quando as receitas do projeto superam o investimento somado às despesas, a viabilidade econômica do projeto é indicada pelo VPL maior do que zero. O método do valor presente se caracteriza por transferir todos os eventos financeiros que compõe o fluxo de caixa da alternativa sob análise para a data zero de seu fluxo de caixa, que é chamado de Valor Presente Líquido (VPL)” (Silva, 2018).

A taxa interna retorno (TIR) também representa um indicador de atratividade do investimento. Quando se tem uma TIR maior que a Taxa Mínima de Atratividade, se diz que o investimento é viável. Se a TIR for abaixo da Taxa Mínima de Atratividade, o mesmo deve ser rejeitado (Mota, 2020).

A taxa de lucratividade é o valor equivalente ao lucro obtido por determinado investimento, se temos uma taxa de lucratividade maior que zero ela nos dará o retorno de se investir determinado valor nela a partir da multiplicação, por exemplo para um projeto com uma taxa de lucratividade de valor 2, equivale dizer que a cada 1 real investido no projeto o seu valor dobraria.

Assim temos os seguintes valores demonstrados na Tabela 5, portanto, a VPL do projeto representa o valor de R\$ 1.704.096,20, a TIR resultou em 44,8%, a taxa de lucratividade foi de 5,54 e o *payback* descontado em 2,89 anos.

5.2 RETORNO FINANCEIRO NO GRUPO B

Para análise de retorno financeiro do cliente enquadrado no grupo B as mesmas taxas consideradas na primeira análise se mantem a única diferença vai ser que no lugar da demanda contratada o cliente irá pagar a taxa de disponibilidade de 100 kWh que é a taxa adotada para sistemas trifásicos. As tabelas 6 e 7 ilustram a análise para esse caso.

Tabela 6 – Fluxo de Caixa Optante B

| Ano | Preço da Tarifa | Geração de Energia | Taxa Concessionária | Fluxo de Caixa | Fluxo de Caixa Descontado | Troca Inversor |
|-----|-----------------|--------------------|---------------------|-----------------|---------------------------|----------------|
| 0 | R\$ - | 0 | R\$ - | -R\$ 375.000,00 | -R\$ 375.000 | R\$ - |
| 1 | R\$ 0,84 | 180000 | R\$ 84,00 | R\$ 151.116,00 | -R\$ 223.884 | R\$ - |
| 2 | R\$ 0,89 | 178560 | R\$ 89,04 | R\$ 158.900,78 | -R\$ 64.983 | R\$ - |
| 3 | R\$ 0,94 | 177131,52 | R\$ 94,38 | R\$ 167.086,60 | R\$ 102.103 | R\$ - |
| 4 | R\$ 1,00 | 175714,4678 | R\$ 100,05 | R\$ 175.694,10 | R\$ 277.797 | R\$ - |
| 5 | R\$ 1,06 | 174308,7521 | R\$ 106,05 | R\$ 184.745,01 | R\$ 462.542 | R\$ - |
| 6 | R\$ 1,12 | 172914,2821 | R\$ 112,41 | R\$ 194.262,17 | R\$ 656.805 | R\$ - |
| 7 | R\$ 1,19 | 171530,9678 | R\$ 119,16 | R\$ 204.269,61 | R\$ 861.074 | R\$ - |
| 8 | R\$ 1,26 | 170158,7201 | R\$ 126,30 | R\$ 214.792,57 | R\$ 1.075.867 | R\$ - |
| 9 | R\$ 1,34 | 168797,4503 | R\$ 133,88 | R\$ 225.857,61 | R\$ 1.301.724 | R\$ - |
| 10 | R\$ 1,42 | 167447,0707 | R\$ 141,92 | R\$ 237.492,66 | R\$ 1.539.217 | R\$ - |
| 11 | R\$ 1,50 | 166107,4942 | R\$ 150,43 | R\$ 249.727,08 | R\$ 1.788.944 | R\$ - |
| 12 | R\$ 1,59 | 164778,6342 | R\$ 159,46 | R\$ 262.591,74 | R\$ 2.051.536 | R\$ - |
| 13 | R\$ 1,69 | 163460,4051 | R\$ 169,02 | R\$ 276.119,11 | R\$ 2.267.655 | R\$ 60.000,00 |
| 14 | R\$ 1,79 | 162152,7219 | R\$ 179,17 | R\$ 290.343,34 | R\$ 2.557.998 | R\$ - |
| 15 | R\$ 1,90 | 160855,5001 | R\$ 189,92 | R\$ 305.300,31 | R\$ 2.863.299 | R\$ - |
| 16 | R\$ 2,01 | 159568,6561 | R\$ 201,31 | R\$ 321.027,77 | R\$ 3.184.326 | R\$ - |
| 17 | R\$ 2,13 | 158292,1069 | R\$ 213,39 | R\$ 337.565,41 | R\$ 3.521.892 | R\$ - |
| 18 | R\$ 2,26 | 157025,77 | R\$ 226,19 | R\$ 354.954,97 | R\$ 3.876.847 | R\$ - |
| 19 | R\$ 2,40 | 155769,5638 | R\$ 239,76 | R\$ 373.240,33 | R\$ 4.250.087 | R\$ - |
| 20 | R\$ 2,54 | 154523,4073 | R\$ 254,15 | R\$ 392.467,64 | R\$ 4.642.555 | R\$ - |
| 21 | R\$ 2,69 | 153287,2201 | R\$ 269,40 | R\$ 412.685,42 | R\$ 5.055.240 | R\$ - |
| 22 | R\$ 2,86 | 152060,9223 | R\$ 285,56 | R\$ 433.944,69 | R\$ 5.489.185 | R\$ - |
| 23 | R\$ 3,03 | 150844,4349 | R\$ 302,70 | R\$ 456.299,10 | R\$ 5.945.484 | R\$ - |
| 24 | R\$ 3,21 | 149637,6795 | R\$ 320,86 | R\$ 479.805,06 | R\$ 6.425.289 | R\$ - |
| 25 | R\$ 3,40 | 148440,578 | R\$ 340,11 | R\$ 504.521,90 | R\$ 6.929.811 | R\$ - |

Fonte: Autoria própria.

Na tabela acima, foram encontrados os fluxos de caixa em todos os períodos analisados (25 anos) e podemos verificar o *payback* simples que ocorre entre os anos dois e três, onde o fluxo de caixa acumulado positivo é de R\$ 102.103.

Tabela 7 - Índices Financeiros Optante B - Autoria própria

| | |
|--------------------------------|---------------------|
| TMA | 10% |
| Valor Inicial Investido | -R\$ 375.000 |

| Ano | Fluxo de Caixa | Valor Presente | Valor Presente Acumulado |
|-----|-----------------|------------------------|--------------------------|
| 0 | -R\$ 375.000,00 | -R\$ 375.000,00 | -R\$ 375.000,00 |
| 1 | R\$ 151.116,00 | R\$ 137.378,18 | -R\$ 237.621,82 |
| 2 | R\$ 158.900,78 | R\$ 131.322,96 | -R\$ 106.298,86 |
| 3 | R\$ 167.086,60 | R\$ 125.534,63 | R\$ 19.235,78 |
| 4 | R\$ 175.694,10 | R\$ 120.001,43 | R\$ 139.237,21 |
| 5 | R\$ 184.745,01 | R\$ 114.712,12 | R\$ 253.949,33 |
| 6 | R\$ 194.262,17 | R\$ 109.655,93 | R\$ 363.605,26 |
| 7 | R\$ 204.269,61 | R\$ 104.822,61 | R\$ 468.427,87 |
| 8 | R\$ 214.792,57 | R\$ 100.202,32 | R\$ 568.630,18 |
| 9 | R\$ 225.857,61 | R\$ 95.785,67 | R\$ 664.415,86 |
| 10 | R\$ 237.492,66 | R\$ 91.563,70 | R\$ 755.979,56 |
| 11 | R\$ 249.727,08 | R\$ 87.527,82 | R\$ 843.507,38 |
| 12 | R\$ 262.591,74 | R\$ 83.669,82 | R\$ 927.177,20 |
| 13 | R\$ 276.119,11 | R\$ 79.981,87 | R\$ 1.007.159,07 |
| 14 | R\$ 290.343,34 | R\$ 76.456,48 | R\$ 1.083.615,54 |
| 15 | R\$ 305.300,31 | R\$ 73.086,47 | R\$ 1.156.702,01 |
| 16 | R\$ 321.027,77 | R\$ 69.865,00 | R\$ 1.226.567,01 |
| 17 | R\$ 337.565,41 | R\$ 66.785,52 | R\$ 1.293.352,52 |
| 18 | R\$ 354.954,97 | R\$ 63.841,77 | R\$ 1.357.194,29 |
| 19 | R\$ 373.240,33 | R\$ 61.027,78 | R\$ 1.418.222,07 |
| 20 | R\$ 392.467,64 | R\$ 58.337,81 | R\$ 1.476.559,89 |
| 21 | R\$ 412.685,42 | R\$ 55.766,42 | R\$ 1.532.326,30 |
| 22 | R\$ 433.944,69 | R\$ 53.308,36 | R\$ 1.585.634,66 |
| 23 | R\$ 456.299,10 | R\$ 50.958,64 | R\$ 1.636.593,30 |
| 24 | R\$ 479.805,06 | R\$ 48.712,50 | R\$ 1.685.305,80 |
| 25 | R\$ 504.521,90 | R\$ 46.565,35 | R\$ 1.731.871,15 |

| | |
|------------------------------------|------------------|
| Soma dos VP's (Ano 1 ao 25) | R\$ 2.106.871,15 |
| VPL do projeto | R\$ 1.731.871,15 |
| Taxa Interna de Retorno | 45,4% |
| Taxa de Lucratividade | 5,62 |
| Tempo de Payback | 2,85 |

Assim, a VPL do projeto nesse caso representa o valor de R\$ 1.731.871,15, a TIR resultou em 45,4%, a taxa de lucratividade foi de 5,62 e o *payback* descontado em 2,85 anos.

5.3 ANÁLISE DE CONTAS

Como a modalidade tarifária escolhida para adequação da usina em estudo foi a Optante B, temos abaixo o valor de duas contas de Energia referente ao sistema em si estudado, na figura 1 temos o valor da conta pago antes da instalação da Usina, onde o cliente ainda pagava demanda e consumo juntos, no valor de R\$13.038,43.

Figura 18 – Conta antes da Usina – Autoria própria

| CCI | DESCRIÇÃO | QUANTIDADE | TARIFA SEM TRIBUTOS | TARIFA COM TRIBUTOS | VALOR TOTAL (R\$) | BASE CALC. ICMS (R\$) | % ALIQ. ICMS | ICMS (R\$) | BASE CALC. PIS/COFINS (R\$) | PIS (R\$) (0,6671%) | COFINS (R\$) (3,0729%) |
|-------------------------------|--|------------|---------------------|---------------------|-------------------|-----------------------|--------------|------------|-----------------------------|---------------------|------------------------|
| 0601 | Consumo em kWh - Ponta | 240,000 | 1,978810 | 2,740910 | 657,82 | 657,82 | 25 | 164,45 | 493,36 | 3,29 | 15,16 |
| 0601 | Consumo em kWh - Fora Ponta | 15.513,000 | 0,260900 | 0,361370 | 5.606,12 | 5.606,12 | 25 | 1.401,53 | 4.204,59 | 28,05 | 129,20 |
| 0601 | Adic. B. Vermelha | | | | 2.071,15 | 2.071,15 | 25 | 517,80 | 1.553,37 | 10,36 | 47,73 |
| 0601 | Energia Reativa Exced em kWh - Ponta | 252,000 | 0,222970 | 0,308840 | 77,82 | 77,82 | 25 | 19,45 | 58,36 | 0,39 | 1,79 |
| 0601 | Energia Reativa Exced em kWh - Fponta | 2.075,000 | 0,222970 | 0,308840 | 918,81 | 918,81 | 25 | 229,70 | 689,10 | 4,60 | 21,17 |
| 0602 | Demanda de Potência Medida - Fora Ponta | 98,750 | 23,877090 | 33,073050 | 3.265,96 | 3.265,96 | 25 | 816,49 | 2.449,47 | 16,34 | 75,28 |
| 0602 | Demanda Potência Não Consumida - F Ponta | 6,250 | 23,877090 | 24,804780 | 155,02 | 0,00 | 0 | 0,00 | 155,02 | 1,03 | 4,76 |
| LANÇAMENTOS E SERVIÇOS | | | | | | | | | | | |
| 0807 | CONTRIBUIÇÃO ILUM PUBLICA | | | | 11,49 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 0804 | JUROS DE MORA 08/2021 | | | | 54,85 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 0805 | MULTA 08/2021 | | | | 219,39 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Já na figura 19 temos uma conta após Usina entrar em funcionamento, dessa vez temos o valor pago de R\$1790,29, podemos perceber que dessa vez não se tem mais o valor de demanda na fatura.

Figura 19 – Conta após funcionamento da Usina – Autoria própria

| REF: MÊS / ANO | VENCIMENTO | TOTAL A PAGAR |
|----------------|------------|---------------|
| Abril / 2023 | 04/05/2023 | R\$ 1.790,29 |

Declaración de Quitación Anual de Débitos: Conforme previsto na Lei 12.007 de 29 de julho de 2009, informamos a quitação dos débitos referentes aos faturamentos da unidade consumidora vencidos no ano de 2022 e nos anos anteriores. Esta declaração substitui, para a comprovação do cumprimento das obrigações do consumidor, as quitações de débitos do ano a que se refere e dos anos anteriores.

| Itens da Fatura | Unid. | Quant. | Preço unit (R\$) com tributos | Valor (R\$) | PIS/COFINS (R\$) | Base Calc. ICMS (R\$) | % Aliq. ICMS | ICMS (R\$) | Tarifa unit R\$ |
|-------------------------------|-------|----------|-------------------------------|-------------|------------------|-----------------------|--------------|------------|-----------------|
| Consumo em kWh | KWH | 8.069,00 | 0,777870 | 6.276,71 | 312,93 | 6.276,71 | 18 | 1.129,80 | 0,599080 |
| Energia Atv Injetada | KWH | 6.771,00 | 0,694520 | -4.702,68 | -262,59 | -2.131,77 | 18 | -383,72 | 0,599080 |
| Energia Reativa Exced em kWh | UN | 562,00 | 0,314830 | 176,93 | 8,82 | 176,93 | 18 | 31,85 | 0,242470 |
| LANÇAMENTOS E SERVIÇOS | | | | | | | | | |
| CONTRIBUIÇÃO ILUM PUBLICA | | | | 11,53 | 0,00 | 0,00 | 0 | 0,00 | |
| JUROS DE MORA 02/2023 | | | | 6,36 | | | | | |
| MULTA 02/2023 | | | | 18,18 | | | | | |
| ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA 02/2023 | | | | 3,26 | | | | | |

6 CONCLUSÃO

Nesse trabalho foi projetado um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, evidenciando o retorno financeiro desse projeto em um grupo tarifário denominado Optante B. Para o estudo desse caso evidenciou-se o consumo real e prático de uma Indústria Cerâmica no município de Picuí - PB, primeiramente foi estudado o consumo do cliente e a sua respectiva necessidade energética, para assim se dimensionar a usina fotovoltaica que atendesse as suas necessidades, para isso foi levado em consideração o consumo médio mensal do cliente e o índice de irradiação solar na localidade, chegando assim a uma potência de geração de 106,72 kWp com uma geração média de 15000 kWh/mês.

Por fim, no último capítulo, foi realizada a análise de retorno econômico e financeiro, sendo esse o principal objetivo desse estudo. Diante das vantagens tarifárias da microgeração, alguns clientes do Grupo tarifário A, que atendam a determinadas especificações, podem migrar para o Grupo tarifário B, deixando de pagar pela Demanda contratada.

Dessa forma se foi estudado o tempo de retorno financeiro (*payback*) assim como o VPL (valor presente líquido), a taxa de lucratividade e a TIR (taxa interna de retorno), por meio de um investimento em energia solar fotovoltaica. Foi comparado esses dados em dois cenários um se o cliente continuasse no grupo A após instalação da usina e o cenário prático do cliente como Optante B.

Como resultado encontramos um *payback* para o consumidor no Grupo A de 2,89 anos enquanto que mudando para o Grupo B seria de 2,85 anos. A taxa interna de retorno (TIR), a taxa de lucratividade e o valor presente líquido (VPL) ficaram 44,80% ,5,54 e R\$ 1.704.096,20 para o consumidor no Grupo A e taxa interna de retorno (TIR), taxa de lucratividade e o valor presente líquido (VPL) ficaram 45,40% ,5,62 e R\$ 1.731.871,15 para o consumidor no Grupo Respectivamente.

Assim esses resultados mostraram que a opção executada pela migração para o grupo B foi acertada e resultou em um maior retorno financeiro e de tempo de investimento. No último tópico abordado vimos os valores reais das contas de energia da fábrica antes e depois da instalação da usina e da respectiva migração para optante B, foi visualizado um valor de R\$13.038,43 anterior ao projeto e um valor de R\$1790,29 após funcionamento do mesmo, retornando uma economia mensal de R\$ 11248,14.

Após o estudo se é evidenciado as vantagens econômicas do investimento, mesmo sem a migração para Optante as taxas de retorno financeiro são excelentes, mostrando assim todos os benefícios propiciados pela Energia Solar ao cliente analisado.

REFERÊNCIAS

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Editora UFSC, 2004.

AYRÃO, Vinicius. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Conceitos, Aplicações e Estudo de Caso. **International Copper Association Brazil, Rio de Janeiro**, 2018.

Ayrão, V. (2019). Estudos Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: International Copper Association Brazil.

LOT, Reginaldo. O impacto dos inversores ON-GRID na rede elétrica no sistema de geração distribuída. 23f. 2020. Unicesumar - Universidade Cesumar: Maringá 2020.

Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro. ANEEL. (2015).

NOBERTO, Pablo Emmanuel dos Santos. Modelagem e análise experimental de curva IV de módulo fotovoltaico. 2020.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. [S.I.]. 2015.

EPE. (2020). PLANO NACIONAL DE ENERGIA. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-523/05.03%20Energia%20Solar.pdf>>. Acessado em: 15 de mar. de 2022.

TEIXEIRA, Aldo. Marco Legal faz de 2022 o melhor ano para ter energia solar. **Canal Solar**, 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/marco-legal-faz-de-2022-o-melhor-ano-para-ter-energia-solar/>. Acesso em: 15 mar. 2023.

ANEEL. Banco de Dados SISGD. 2021. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlLTI1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJkR9>>. Acesso em: 10 de ago. de 2021.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. Energia solar no Brasil: situação e perspectivas. 2017. **Consultoria legislativa**, 2019.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Diário Oficial da União, Brasília, DF, 4 ago. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 15 de março de 2023.

Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Diário Oficial da União, 20 dez. 2021, seção 1, p. 206.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. 2012.

Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro. ANEEL. (2015).

Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro. ANEEL. (23 de julho de 2019).

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos. 2014. **Citado**, v. 3, p. 40-42, 2018.

COLLARES, Fábio Simim. Comparação quantitativa de métodos de paralelismo de módulos fotovoltaicos com uma rede elétrica para geração distribuída através de controle de conversores de potência. 2012.

RUTHER, R. Edifícios Solares Fotovoltaicos. LABSOLAR, 2004. Disponível em: <http://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livroedificiossolaresfotovoltaicos.pdf>. Acesso no dia: 15 de julho de 2015.

<https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-ate-que-valor-pode-sobredimensionar-um-sistema/>
CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA – CRESESB. Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica. 2018.

R. Mounetou, I.B. Alcantara, A. Incalza, J. Justiniano, P. Loiseau, G. Piguet, et al., “Oversizing array-to-inverter (dc-ac) ratio: What are the criteria and how to define the optimum?”, Proc. Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., pp. 2813-2821, Sep. 2014.

GERAIS, COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS. Manual de Gerenciamento de Energia. **Belo Horizonte:[sn]**, 2011.

MOTA, Diego Nogueira et al. Impacto econômico para consumidores com micro geração fotovoltaica e optantes por mudança tarifária do Grupo A para o Grupo B. 2020.

FRIEDRICH, João; BRONDANI, Gilberto. Fluxo de caixa – sua importância e aplicação nas empresas. **Revista eletrônica de contabilidade**, v. 2, n. 2, p. 135-135, 2005.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

MARQUES, Cristiane Diógenes. O IMPACTO DO ICMS NA EXPANSÃO DO MERCADO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CEARÁ. 2020.

DE OLIVEIRA SILVA, Pedro Henrique; JANNI, Vanessa. Relação da taxa mínima de atratividade no cenário econômico atual com a viabilidade econômica de projetos. **Boletim do Gerenciamento**, v. 25, n. 25, p. 68-75, 2021.

ANEXO A – FATURA DE ENERGIA

SUA FATURA CHEGOU!

**GABRIELLA DA CUNHA NOBREGA FARIAS DE BARROS
CERAMICA BARROS**

DOMICÍLIO DE ENTREGA
GABRIELA DA CUNHA NOBREGA FARIAS
RUA MANOEL HENRIQUES DA COSTA 300 - CEP: 58187000
PICUI PB (AG: 80)

GRUPO/SUBGRUPO: MT/V/MCD.TARIFARIA VERDE / A4
CLASSE/SUBCLS.: INDUSTRIAL / INDUSTRIAL
ROTEIRO: 034 - 0080 - 000 - 2200
Nº DO MEDIDOR: 00008882461
MATRÍCULA: 0001345811-2021-09-7

ENDEREÇO DA UNIDADE CONSUMIDORA
RUA PROJETADA, S/N
ÁREA RURAL
PICUI (AG: 80)

CADASTRE SUA FATURA EM DÉBITO AUTOMÁTICO. UTILIZE O CÓDIGO: **0001345811-2**

SEGUNDA VIA



ENERGISA PARAIBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
Bd 230, Km 25 - Cristó Redentor - João Pessoa / PB - CEP 58071-680
CNPJ 09.095.183 / 0001-40 - Insc. Est. 16.015.823-0

Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica - Nº: 070.938.228

 UNIDADE CONSUMIDORA (UC)
5/1345811-2

☎ 0800 083 0196 🌐 /energisa
🌐 www.energisa.com.br ☎ 83 9 9135-5540

VALOR DA FATURA
R\$ 13.038,43

REFERÊNCIA
Setembro/2021

CNPJ/CPF: 10.254.061/0001-39
Insc. Est.: 16157850-0

VENCIMENTO
27/09/2021

CONSUMO
15.753 kWh
508,16 kWh
MÉDIA DIÁRIA

RESERVADO AO FISCO:
9a84.82d4.a942.3cfd.6ed0.02a7.e287.c7d5

SITUAÇÃO DE DÉBITOS

DATA DE EMISSÃO: **17/09/2021** APRESENTAÇÃO: **20/09/2021** PRÓXIMA LEITURA: **30/09/2021**

| DESCRIPTIVO | | | | | | | | | | | |
|------------------------|--|------------|---------------------|---------------------|-------------------|-----------------------|--------------|-----------------|-----------------------------|---------------------|------------------------|
| CCI | DESCRIÇÃO | QUANTIDADE | TARIFA SEM TRIBUTOS | TARIFA COM TRIBUTOS | VALOR TOTAL (R\$) | BASE CALC. ICMS (R\$) | % ALIQ. ICMS | ICMS (R\$) | BASE CALC. PIS/COFINS (R\$) | PIS (R\$) (0,6611%) | COFINS (R\$) (3,0729%) |
| 0601 | Consumo em kWh - Ponta | 240,000 | 1,978810 | 2,740910 | 657,82 | 657,82 | 25 | 164,45 | 493,36 | 3,29 | 15,16 |
| 0601 | Consumo em kWh - Fora Ponta | 15.513,000 | 0,260900 | 0,361370 | 5.606,12 | 5.606,12 | 25 | 1.401,53 | 4.204,59 | 28,05 | 129,20 |
| 0601 | Adic. B. Vermelha | | | | 2.071,15 | 2.071,15 | 25 | 517,80 | 1.553,37 | 10,36 | 47,73 |
| 0601 | Energia Reativa Exced em kWh - Ponta | 252,000 | 0,222970 | 0,308840 | 77,82 | 77,82 | 25 | 19,45 | 58,36 | 0,39 | 1,79 |
| 0601 | Energia Reativa Exced em kWh - Fponta | 2.975,000 | 0,222970 | 0,308840 | 918,81 | 918,81 | 25 | 229,70 | 689,10 | 4,60 | 21,17 |
| 0602 | Demanda de Potência Medida - Fora Ponta | 98,750 | 23,877090 | 33,073050 | 3.265,96 | 3.265,96 | 25 | 816,49 | 2.449,47 | 16,34 | 75,28 |
| 0602 | Demanda Potência Não Consumida - F Ponta | 6,250 | 23,877090 | 24,804780 | 155,02 | 0,00 | 0 | 0,00 | 155,02 | 1,03 | 4,76 |
| LANÇAMENTOS E SERVIÇOS | | | | | | | | | | | |
| 0807 | CONTRIBUIÇÃO ILUM. PÚBLICA | | | | 11,49 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 0804 | JUROS DE MORA 08/2021 | | | | 54,85 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 0805 | MULTA 08/2021 | | | | 219,39 | 0,00 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| TOTAL: | | | | | 13.038,43 | 12.597,68 | | 3.149,42 | 9.603,27 | 64,06 | 295,09 |

CCI: Código de Classificação do Item

| | | | | | | |
|--|-------|------------------------|--------------|------------------|--|--|
| ITAU | 341-7 | 34191.09008 | 14064.642938 | 80890.970009 | 5 | 87560001303843 |
| LUGAR DE PAGAMENTO: PAGAR PREFERENCIALMENTE NO ITAU | | | | | | VENCIMENTO: 27/09/2021 |
| BENEFICIÁRIO: ENERGISA PARAIBA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA SA | | | | | | CPF: 09.095.183/0001-40 |
| ENDEREÇO: BR230 KM 25, S N - - CRISTO REDENTOR - JOÃO PESSOA / PB - CEP 58071-680 | | | | | | AGÊNCIA/CÓDIGO BENEFICIÁRIO: 2938/08909-7 |
| DATA DO DOCUMENTO: 17/09/2021 | | | | | | TIPO DO DOCUMENTO: 108/00140846-4 |
| ESPECÍFICO: 1345811-2021-09-7 | | | | | | VALOR DO DOCUMENTO: 13.038,43 |
| CARTERA: 109 | | ESPECÍFICO: R\$ | QUANTIDADE: | ACEITE: N | DATA DO PROCESSAMENTO: 17/09/2021 | |
| INSTRUMENTO: OS VALORES DA MULTA/JUROS DE MORA POR ATRASO SÓ SERÃO COBRADOS NA PRIMEIRA FATURA APÓS O PAGAMENTO DESTA. TÍTULO SUJEITO A PROTESTO APÓS O VENCIMENTO. NÃO ACEITAMOS DEPÓSITO EM CONTA CORRENTE. CASO OCORRA, O MESMO NÃO QUITARÁ ESTA FATURA. | | | | | | (1) DESCRITIVO: ADJUTRETTICOS |
| | | | | | | (2) OUTROS VALORES: |
| | | | | | | (3) IMPRIM. MULTA: |
| | | | | | | (4) JUROS: PREFERENCIAIS |
| | | | | | | (5) VALOR COBRADO: |
| INSSCRITÃO: GABRIELLA DA CUNHA NOBREGA FARIAS DE BARROS CERAMICA BARROS | | | | | | CPF/CPF: 10.254.061/0001-39 |
| RUA PROJETADA, S/N | | | | | | PICUI (AG: 80) |
| SACADADO/AVALIADA: | | | | | | CÓD. UE BAIXA: |



AUTENTICAÇÃO MECÂNICA

Ficha de Compensação

ATENÇÃO

- Reajuste tarifário médio 7,08% a partir de 28/08/21, conf. REH nº 2.929/2021/ANEEL

CANAL DE CONTATO

- Acionada a bandeira tarifária denominada escassez hídrica em R\$14,20 a cada 100 quilowatts-hora (KWh) consumidos, exceto para os clientes de baixa renda inscritos na tarifa social, os quais devem permanecer na sistemática de bandeira vermelha patamar 2, sem alteração de valores. Conforme resolução CREG nº 3, de 31/08/21.

INDICADORES DE QUALIDADE

| LÍMITES DA ANEEL | MENTAL | APUR. | TRIM. | ANUAL |
|------------------|--------|-------|-------|-------|
| DIC | 10,87 | 5,73 | 21,75 | 43,5 |
| FIG | 4,69 | 2,00 | 9,39 | 18,78 |
| DMC | 5,59 | 5,27 | | |
| DICRI | 12,71 | | | |

Conjunto: Picuí
 Referência: 07/2021
 Tensão Contratada: 13,8
 Limite Adequado: 12,8 a 14,5

DH: Horas que o cliente ficou sem energia
 FH: Vezes que o cliente ficou sem energia
 DMH: Duração da maior interrupção de energia no período
 DFH: Duração da interrupção individual em dia crítico

CONSUMO DOS ÚLTIMOS 12 MESES

| MES | CONSUMO FATURADO | DEMANDA MÉDIA | CORR. FATOR | CONSUMO FATURADO | DEMANDA MÉDIA | ERE | DRE | ERE | DRE | EDNL | ERE |
|--------|------------------|---------------|-------------|------------------|---------------|-----|-----|------|-----|------|-----|
| SET/21 | 240 | 8,24 | 0,00 | 15513 | 98,75 | 0 | | 2975 | | 0 | 0 |
| AGO/21 | 195 | 9,35 | 0,00 | 12991 | 96,06 | 0 | | 2051 | | 0 | 0 |
| JUL/21 | 211 | 8,00 | 0,00 | 15658 | 100,49 | 0 | | 1133 | | 0 | 0 |
| JUN/21 | 194 | 5,78 | 0,00 | 15358 | 100,00 | 0 | | 1053 | | 0 | 0 |
| MAI/21 | 198 | 8,26 | 0,00 | 12628 | 106,76 | 0 | | 2024 | | 0 | 0 |
| ABR/21 | 275 | 6,29 | 0,00 | 17399 | 98,89 | 0 | | 3352 | | 0 | 0 |
| MAR/21 | | | | | | | | | | | |
| FEV/21 | 28 | 1,18 | 0,00 | 9086 | 93,53 | 0 | | 1146 | | 0 | 0 |
| JAN/21 | 28 | 0,86 | 0,00 | 11688 | 92,89 | 0 | | 1048 | | 0 | 0 |
| DEZ/20 | 34 | 1,16 | 0,00 | 12575 | 93,25 | 0 | | 1015 | | 0 | 0 |
| NOV/20 | 34 | 0,74 | 0,00 | 11966 | 97,00 | 0 | | 1033 | | 0 | 0 |
| OUT/20 | 41 | 3,27 | 0,00 | 11167 | 89,15 | 0 | | 1040 | | 0 | 0 |
| SET/20 | 55 | 3,69 | 0 | 11280 | 87,08 | 0 | | 1136 | | 0 | 0 |

* FATURAMENTO PELA MÉDIA/MÍNIMO

COMPOSIÇÃO DO CONSUMO

| DESCRIÇÃO | VALOR (R\$) | % | UN. | POSTO | ATUAL | ANTERIOR | K | PERDAS (%) | FAT. PGT. | AL. FAT. POT. | MÉDIO | FATURADO |
|---|-------------|--------|-----|--------|--------|----------|---|------------|-----------|---------------|-------|----------|
| Serviço de distribuição ENERGISAPE | 2.546,76 | 19,53 | KWH | Ponta | 2506 | 2272 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 240 | 240 |
| Compra de energia | 5.255,29 | 40,31 | KWH | FPonta | 497050 | 481925 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 15513 | 15513 |
| Serviço de transmissão | 574,98 | 4,41 | KW | Ponta | 8,04 | 0 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 8,24 | 0 |
| Encargos setoriais | 867,10 | 6,65 | KW | FPonta | 96,34 | 0 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 98,75 | 105 |
| Impostos diretos e encargos | 3.794,30 | 29,10 | ERE | Ponta | 1345 | 1099 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 252 | 252 |
| Outros serviços | 0,00 | 0,00 | ERE | FPonta | 38458 | 35556 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 2975 | 2975 |
| Total | 13.038,43 | 100,00 | DRE | Ponta | 11,71 | 0 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 12 | 0 |
| Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (Ref 07/2021): R\$ 3.566,58 | | | DRE | FPonta | 90,8 | 0 | 1 | 2,5 | 0 | 0 | 93,07 | 0 |

DADOS DA DEMANDA Demanda Contratada Ponta: Fora Ponta: 105 * K : Constante do Medidor

FIQUE ATENTO

Informações sobre condições gerais do fornecimento, tarifas, produtos, serviços prestados e impostos estão à disposição para consulta em nossas agências de atendimento, no site www.energisa.com.br, aplicativo Energisa On ou através das nossas redes sociais.

Pagando sua conta em dia, você evita cobrança de multa de 2%, atualização monetária com base na variação do IGP-M, juros de mora de 1% ao mês, corte no fornecimento de energia e demais transtornos. O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.

Caso não efetue o pagamento de sua conta de luz até a data do vencimento, uma vez vencida, você estará sujeito à inclusão de seu nome nos órgãos de proteção ao crédito (SPC, SERASA, SCPC), e também estará sujeito ao protesto do documento junto aos órgãos competentes, devendo arcar com todos os custos para retirada do protesto.

Central de Atendimento Energisa: 0800 083 0196

Atendimento Energisa para deficiente auditivo ou de fala: 0800 086 1234

Unidade Energisa: 0800 083 8385 (horário comercial) - Necessário ter o número do protocolo de atendimento

ARPS - Agência de Regulação do Estado da Paraíba: 0800 727 0187 (ligação gratuita de telefones fixos e móveis)

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica): 167 (ligação gratuita de telefones fixos e móveis)

ONDE PAGAR SUA CONTA

Débito Automático:
 Itaú / Safra / Banco do Nordeste / Banco do Brasil / Bancoob (Sicoob) / Santander / Sicredi / Caixa Econômica Federal / Bradesco / Inter

Agentes Credenciados:
 Caixa Econômica Federal (Casas Lotéricas e Caixa Aqui) / Banco do Brasil (Correspondentes Bancários) / Bradesco (Correspondentes Bancários) / Bancoob (Sicoob) / Sicredi (Agentes Credenciados) / Tribanco

Autoatendimento e Internet:
 Itaú / Safra / Banco do Nordeste / Banco do Brasil / Bancoob (Sicoob) / Santander / Sicredi / Caixa Econômica Federal / Bradesco / Inter

Chegamos no WhatsApp!

Agora você pode solicitar a 2ª via das suas faturas, religação e tirar dúvidas através da nossa assistente virtual no Whatsapp.

Adicione o nosso número nos seus contatos:
83 9 9135-5540



Baixe o Energisa On no seu smartphone:

Mais comodidade e facilidade no seu relacionamento conosco.

Com o Energisa On você pode solicitar serviços, esclarecer dúvidas e muito mais.

Disponível para Android e iOS em energisa.com.br/energisaon



ANEXO B – PROPOSTA

SOLAR X
ENGENHARIA

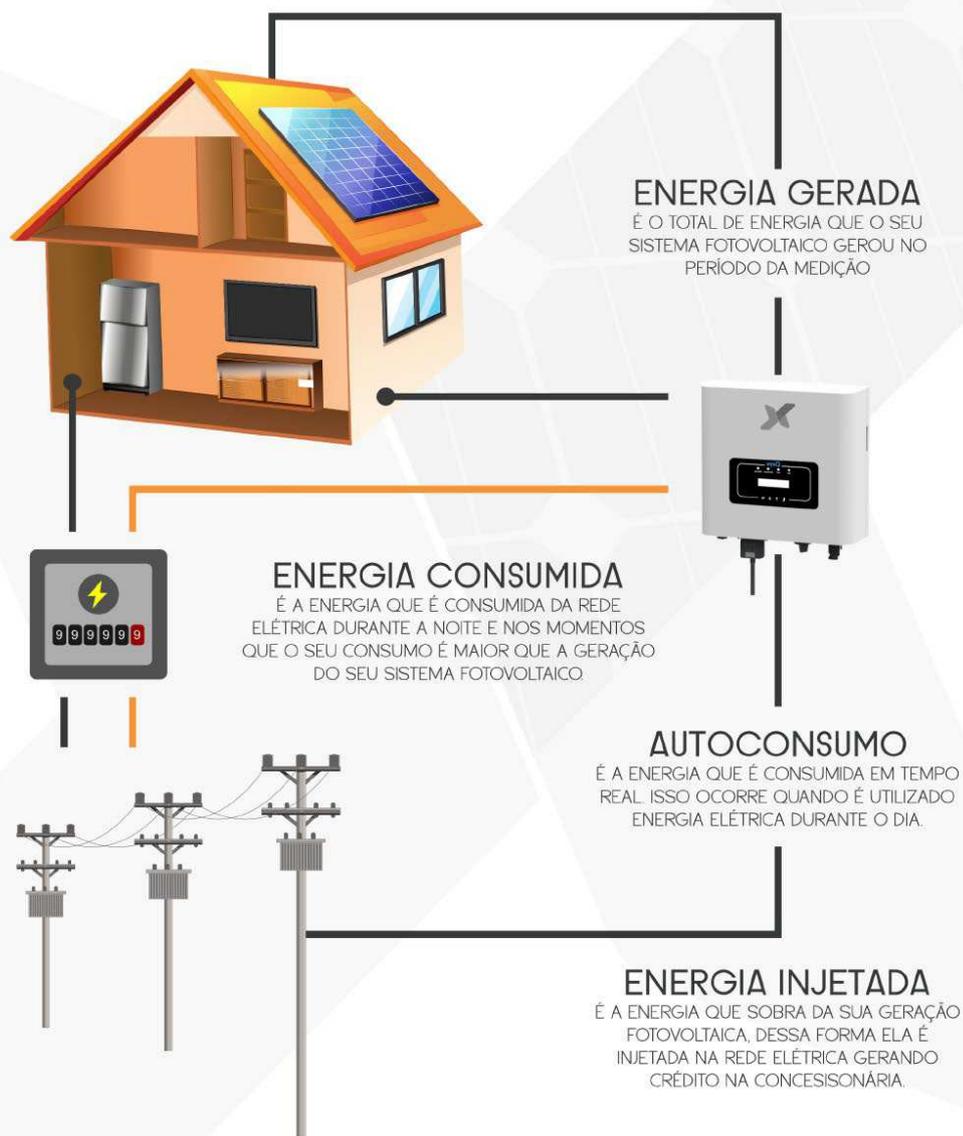
PROPOSTA COMERCIAL
SISTEMA FOTOVOLTAICO

106,48 kWp
Cerâmica Viração

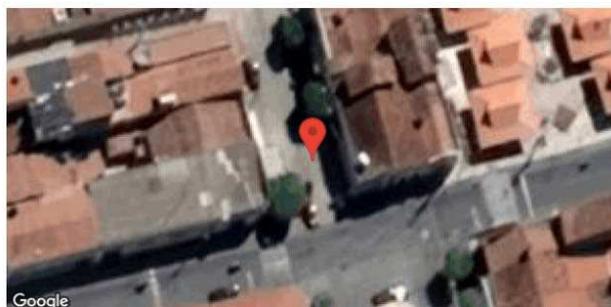
Picuí - PB
22/09/2021
Proposta validade até dia 13/10/2021

SOLAR X
ENGENHARIA

COMO FUNCIONA?



SEU PROJETO



Potência do sistema: 106,48kWp



Inversor 75 kW DEYE | 5 kW DEYE



242 Módulos Solares de 440W



Geração estimada mensal de 14.237,55kWh/mês



Economia de R\$ 13.525,67 por mês



Área mínima: 577,65 m²

GARANTIAS

Módulos solares 25 Anos*

Inversores 7 anos

Estrutura 5 anos

Instalação 1 ano

* Os módulos possuem 12 anos de garantia após emissão da NF contra defeitos de fabricação e 25 anos de garantia de 80% de eficiência

SEU INVESTIMENTO

Valor R\$ 375.000,00

| Descrição | Qtd Meses | Parcela |
|---------------------------------------|-----------|--------------|
| Santander - 60x - 90 dias de carência | 60 meses | R\$10.476,84 |
| Santander - 72x - 90 dias de carência | 72 meses | R\$9.601,19 |

Simulação sujeita a análise de crédito conforme a instituição financeira escolhida

"Para o correto dimensionamento e precificação do seu projeto é fundamental a nossa visita técnica. Uma vez que a face e a inclinação do telhado podem alterar a geração de energia do sistema fotovoltaico. Na visita nós avaliaremos também as condições da estrutura física, assim como elétrica. É possível que sejam necessárias adequações para a sua segurança e a correta homologação do sistema junto à Concessionária de Energia."



SUA ECONOMIA

**Sua conta de energia sem
Energia Solar**

R\$ 171.000,00 / ano

R\$ 14.250,00 / mês

**Sua conta de energia com
Energia Solar**

R\$ 8.691,91 / ano

R\$ 724,33 / mês

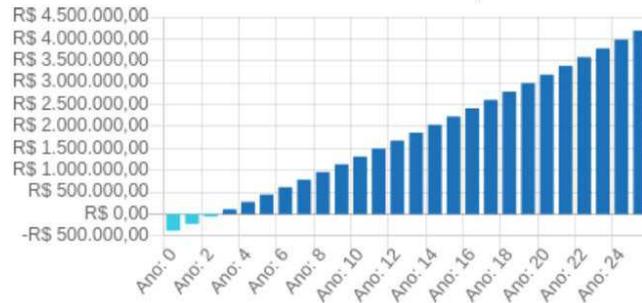
Sua economia sera de:

R\$ 162.308,09 / ano

R\$ 13.525,67 / mês

SEU RETORNO

Retorno de investimento em 2,44 anos

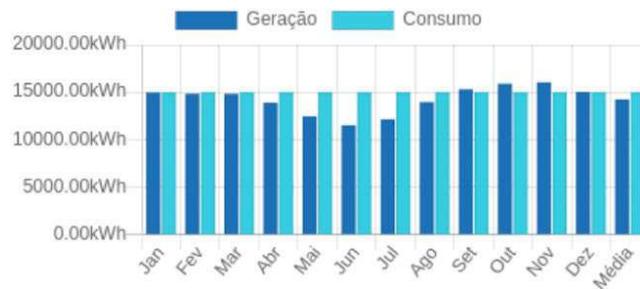


SUA RENTABILIDADE



CAPACIDADE DE GERAÇÃO

Energia Consumida X Gerada {KWh/mês}



8.996,57
Árvores Salvas



577,99
anos de um carro fora de
circulação



1.260,02
toneladas de CO2 não
emitidos

NÓS CUIDAMOS DE TUDO PARA VOCÊ

1 PROJETO

SEU PROJETO SERÁ DESENVOLVIDO POR NOSSO TIME DE ENGENHEIROS E ATENDERÁ TODAS AS EXIGÊNCIAS NORMATIVAS.



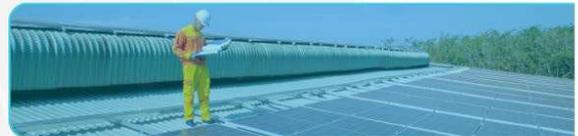
LOGÍSTICA

CUIDAREMOS PARA QUE SEU EQUIPAMENTO SEJA ENTREGUE COM SEGURANÇA NO LOCAL DA INSTALAÇÃO.

2

3 INSTALAÇÃO

AGENDAREMOS A INSTALAÇÃO PARA UM MOMENTO CONVENIENTE A SUA ROTINA.



HOMOLOGAÇÃO

CUIDAREMOS DE TODA A PAPELADA DA HOMOLOGAÇÃO DO SEU SISTEMA JUNTO A CONCESSIONÁRIA.

4

5 MONITORAMENTO

ACOMPANHAMOS A GERAÇÃO DE ENERGIA DO SISTEMA PARA IDENTIFICAR POSSÍVEIS FALHAS E EVITAR PREJUÍZOS.



MANUTENÇÃO

CONHEÇA NOSSOS PLANOS DE MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO.

6



NOSSO PROJETOS

CONFIRA ALGUNS PROJETOS REALIZADOS PELA NOSSA EMPRESA.





ENTRE EM CONTATO



João Vitor

83996831197

joaovitor@solarxeng.com.br



<https://www.solarxeng.com.br>

 contato@solarxeng.com.br

 <https://www.instagram.com/solarxeng/>

Caicó -RN

Rua Manoel Gonçalves De Melo, 304 - Barra Nova

CEP: 59.300-000

Telefone: -

ANEXO C – DATASHEET INVERSOR

Inversor String Trifásico

SUN - 70 / 75 / 80 / 90 / 100 / 110 K-G03



6 rastreadores MPP, Máx. eficiência de até 98.7%



Função zero grid, aplicativo VSG



Monitoramento inteligente de Strings (Opcional)



Proporção CC/CA de 1.5



DPS Tipo II CC/CA



Função anti-PID (Opcional)

Deye

Clean Power For You

| Modelo | SUN-70K-G03 | SUN-75K-G03 | SUN-80K-G03 | SUN-90K-G03 | SUN-100K-G03 | SUN-110K-G03 |
|---|---|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| Lado de entrada | | | | | | |
| Máx. Potência de entrada CC (kW) | 105 | 112.5 | 120 | 135 | 150 | 165 |
| Máx. Tensão de entrada CC em VOC (V) | 1000 | | | | | |
| Tensão de partida (V) | 250 | | | | | |
| Faixa de operação do MPPT (V) | 200~850 | | | | | |
| Máx. Corrente de entrada CC (A) | 40+40+40+40+40+40 | | | | | |
| Máx. Corrente de curto circuito (A) | 60+60+60+60+60+60 | | | | | |
| Número de MPPT / Strings por MPPT | 6 / 4 | | | | | |
| Lado de saída | | | | | | |
| Potência de saída nominal (kW) | 70 | 75 | 80 | 90 | 100 | 110 |
| Máx. Potência de saída (kW) | 77 | 82.5 | 88 | 99 | 110 | 121 |
| Tensão nominal da rede CA(V) | 220 / 380, 230 / 400 | | | | | |
| Faixa de tensão da rede CA (V) | 277Vac~460Vac | | | | | |
| Frequência nominal da rede (Hz) | 50 / 60 (Opcional) | | | | | |
| Fases | Trifásico | | | | | |
| Corrente nominal de saída da rede CA (A) | 101.5 | 108.7 | 115.9 | 130.4 | 144.9 | 159.4 |
| Máx. corrente de saída CA (A) | 111.6 | 119.6 | 127.5 | 143.5 | 159.4 | 175.4 |
| Fator de potência de saída | >0.99 | | | | | |
| Distorção harmônica total | <3% | | | | | |
| Injeção de corrente CC (mA) | <0.5% | | | | | |
| Faixa de frequência da rede | 47~52 ou 57~62 (Opcional) | | | | | |
| Eficiência | | | | | | |
| Eficiência Máxima | 98.7% | | | | | |
| Eficiência Euro | 98.3% | | | | | |
| Eficiência do MPPT | >99% | | | | | |
| Proteção | | | | | | |
| Proteção contra polaridade reversa CC | Sim | | | | | |
| Proteção contra curto circuito CA | Sim | | | | | |
| Proteção de sobrecorrente de saída CA | Sim | | | | | |
| Proteção de sobretensão de saída CA | Sim | | | | | |
| Proteção de resistência de isolamento | Sim | | | | | |
| Monitoramento de falha de aterramento | Sim | | | | | |
| Anti ilhamento | Sim | | | | | |
| Proteção de temperatura | Sim | | | | | |
| Chave seccionadora CC integrada | Sim | | | | | |
| Atualização remota de software | Sim | | | | | |
| Alteração remota de parâmetros de operação | Sim | | | | | |
| Proteção contra surto | CC Tipo II / CA Tipo II | | | | | |
| Dados gerais | | | | | | |
| Tamanho (mm) | 838Lx568Ax323P | | | | | |
| Peso (kg) | 73.7 | | | | | |
| Topologia | Sem transformador | | | | | |
| Consumo interno | <1W (Night) | | | | | |
| Temperatura de operação | -25~65°C | | | | | |
| Grau de proteção | IP65 | | | | | |
| Emissão de ruído (típica) | <55 dB | | | | | |
| Refrigeração | Arrefecimento inteligente | | | | | |
| Máx. altitude de operação sem perder potência | 2000m | | | | | |
| Vida útil projetada | >20 anos | | | | | |
| Padrão de conexão à rede | IEC61727, IEC62116, IEC60068, IEC61683, VDE0126-1-1 | | | | | |
| Umidade do ambiente de operação | 0-100% | | | | | |
| Padrões de segurança | IEC62109-1/-2, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12 | | | | | |
| Características | | | | | | |
| Conexão CC | MC-4 | | | | | |
| Conexão CA | Plugue padrão IP65 | | | | | |
| Display | LCD 240 X 160 | | | | | |
| Interface | RS485/RS232/Wifi/LAN | | | | | |

DEYE BRASIL SUPPORT CENTER

AV. Jose Meloni, 295-Vila Mogilar, Mogi das Cruzes - SP | TEL: (11) 2500-0681 | Email: Suporte@deyeinversores.com.br | Web: www.deyeinversores.com.br

ANEXO D – DATASHEET MODULOS



Inspirando a Energia Verde desde 2003

MÓDULOS FV AE HALF CELL
GRANDES MONOCRISTALINOS

AE HM6L-60 Series 450W-460W

| | | | | | | |
|----------------|--|---|---|---|---|--|
| 120 CÉLULAS |  LIVRES DE MICROFISSURAS |  RESISTENTE A PID |  RESISTENTE A CORROSÃO DE SAL |  RESISTENTE A AREIA |  RESISTENTE AO AMONÍACO |  ALTAMENTE ESTÁVEL E ROBUSTO |
|----------------|--|---|---|---|---|--|

✓ QUALIDADE ALEMÃ

Os módulos fotovoltaicos da AE Solar, são produzidos com materiais de alta qualidade, em linhas de produção robóticas automatizadas, com tecnologia e normas Alemãs.

+ CLASSIFICAÇÃO POSITIVA

Maior produção devido à classificação positiva de, 0 a +5Wp, garantindo alta eficiência do sistema e estabilidade de rendimento.

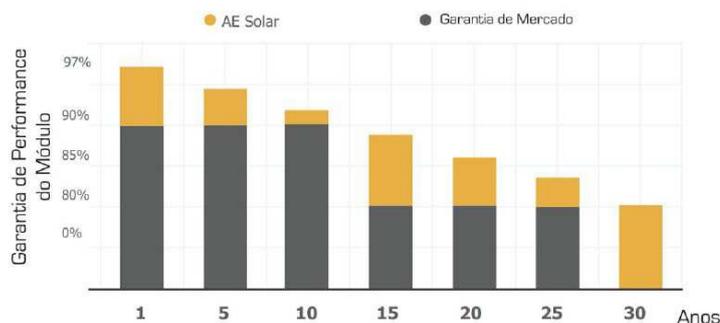
🕒 PERFORMANCE GARANTIDA

A AE Solar oferece uma alta segurança no investimento, fornecendo garantia de desempenho linear de 30 anos e 12 anos de garantia do produto.

📄 CERTIFICADOS

Em conformidade com as normas internacionais, os módulos FV da AE Solar, são testados e certificados sob condições extremas de stress, podendo suportar variações ambientais rigorosas.

NOSSA GARANTIA DE PERFORMANCE



30
anos
Garantida de Performance

12
anos
Garantida de Produto



Qualidade
Alemã
Garantida

DADOS TÉCNICOS
AE HM6L-60 Series 450W-460W

ESPECIFICAÇÕES

| | | AE450HM6L-60 | AE455HM6L-60 | AE460HM6L-60 |
|---|-----------|--------------|--------------|--------------|
| Potência Max. Nominal | Pmax (Wp) | 450 | 455 | 460 |
| Tensão Máxima | Vmp(V) | 35.13 | 35.38 | 35.60 |
| Corrente Máxima | Imp (A) | 12.81 | 12.86 | 12.92 |
| Tensão de Circuito Aberto | Voc(V) | 41.98 | 42.29 | 42.60 |
| Corrente de Curto-Circuito | Isc (A) | 13.57 | 13.62 | 13.67 |
| Eficiência do Módulo | (%) | 20.8 | 21 | 21.3 |
| Temperatura de Operação | (°C) | | -40 to +85 | |
| Tensão Max. CC do Sistema | V (IEC) | | 1500 | |
| Classificação Máx. de Fusíveis em Série | (A) | | 25 | |
| Tolerância de Potência | (%) | | 0/+4.99 | |
| Coefficiente de Temperatura de Pmax. | (%/°C) | | -0.35 | |
| Coefficiente de Temperatura de Voc | (%/°C) | | -0.275 | |
| Coefficiente de Temperatura de Isc | (%/°C) | | 0.045 | |
| Temp. Nominal de Cp. das células (NOCT) | (°C) | | 45±2 | |

Os dados elétricos aplicam-se às condições de teste padrão (STC): Irradiância de 1000W/m² com espectro AM 1.5 e uma temperatura de célula de 25°C

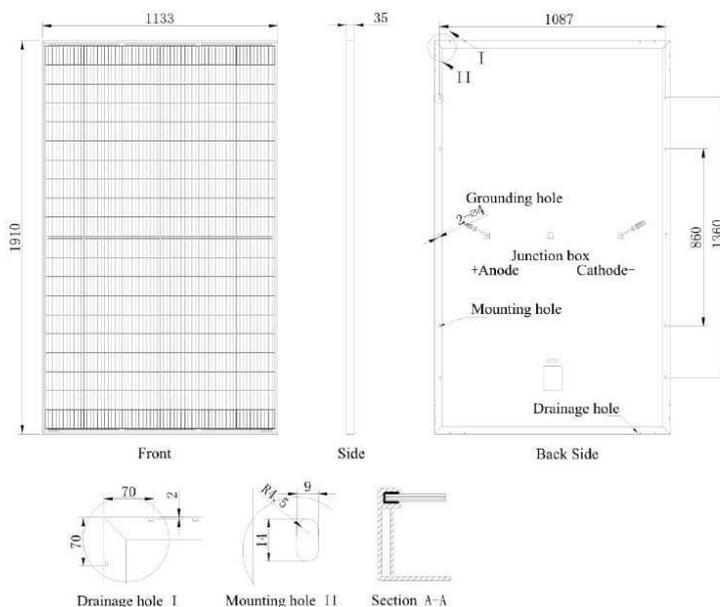
CARACTERÍSTICAS DO MATERIAL

| | |
|-----------------------|---------------------------------|
| Tipo de Célula | Monocristalina 182 x 91 mm |
| N. de células | 120 |
| Dimensões | 1903 x 1134 x 30 mm |
| Peso | 24 kg |
| Caixa de Junção | IP 68 rated |
| Cabo de Saída | 1 x 4.0mm ² 350 mm |
| Tipo de Conector | MC 4 / MC 4 compatível |
| Resistência a granizo | Max. Ø 25 mm, at 23 m/s |
| Carga de Vento | 2400 Pa / 244 kg/m ² |
| Carga Mecânica | 5400 Pa / 550 kg/m ² |

INFORMAÇÕES DA EMBALAGEM

| | |
|---------------------------|------------------------|
| Configuração da embalagem | 70 pcs / palete dupla |
| Capacidade de Carga | 840 pcs / 40HQ |
| Tamanho l paleta (mm) | 1945 x1135 x2490 |
| Peso | 1550 kg / paleta dupla |

DIMENSÕES



CERTIFICADOS



AE Solar
Messerschmitttring 54
86343 Königsbrunn
Germany

Tel.: +49 8231 92 92 52 2
Fax: +49 8231 97 82 68 9
Email: sales@ae-solar.com
Web: www.ae-solar.com