



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALICE SANTANA PASSOS TELES

**ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE
USINA FV EM FÁBRICA DE ARTEFATOS DE CONCRETO NA BAHIA**

FORTALEZA

2022

ALICE SANTANA PASSOS TELES

ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE USINA
FV EM FÁBRICA DE ARTEFATOS DE CONCRETO NA BAHIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Amaral Câmara
Coorientador: Eng. Pedro Santana Passos Teles

FORTALEZA
2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

T272e Teles, Alice Santana Passos.

Estudo de caso: análise de viabilidade para implantação de usina fv em fábrica de artefatos de concreto na Bahia / Alice Santana Passos Teles. – 2022.
72 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Raphael Amaral Câmara.

Coorientação: Prof. Pedro Santana Passos Teles.

1. Geração-distribuída. 2. Usina fotovoltaica. 3. Indústria. 4. Análise técnica. 5. Viabilidade financeira. I. Título.

CDD 621.3

ALICE SANTANA PASSOS TELES

ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE USINA
FV EM FÁBRICA DE ARTEFATOS DE CONCRETO NA BAHIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 02/02/2022

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raphael Amaral Câmara (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Pedro Santana Passos Teles
Universidade Federal de Sergipe (UFS)

A todos que fizeram parte
dessa jornada comigo.

AGRADECIMENTOS

Não poderia iniciar agradecendo a outras pessoas se não meus pais e meu irmão. Obrigada por terem acreditado em mim todas as vezes que eu deixei de acreditar. Mainha e painho, obrigada por sempre serem porto e por nunca me deixarem esquecer disso. Pedro, obrigada pela parceria, por todos os conselhos e por ser um dos meus maiores exemplos na minha vida pessoal e profissional.

A todos os meus amigos de Fortaleza, em especial a galera do Dragão, vocês são a prova de que ninguém se forma sozinho. Admiro demais os profissionais que vocês estão se tornando e é uma honra ter participado dessa trajetória com vocês. Um agradecimento especial a Ceci, Nathan, Kau, Jabiru, Danilo, Prainha, Levi, Picaro, Nic, Marcão e Marcos, que dividiram boa parte desses últimos longos anos.

A todos os meus amigos da Bahia, que nunca deixaram nossa amizade esfriar por distância e estavam sempre me mostrando os encantos feirenses nas minhas rápidas visitas mensais. Obrigada pelo apoio e pelo companheirismo. Não podia deixar de agradecer especialmente a Ana, Gabi, João, Ju, Leo, Lu, Mana, Mari, Mel, Moi, Mumu, Nati e Theu que estão comigo desde sempre e acompanharam toda minha trajetória.

Ao apoio de minha família no geral, dos meus avós, tios e tias, primos e primas, que ainda que de mais distante, acompanharam a minha caminhada e estavam torcendo por mim.

Ao meu ex-colega dos tempos de colégio que, desde a primeira conversa sobre, se mostrou totalmente disposto a contribuir para a realização desse trabalho. Obrigada, Tom, você se tornou o excelente profissional que todos saberíamos que se tornaria.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Raphael Amaral, por ter acompanhado e contribuído com a concretização desse processo. Aos membros da banca pela disponibilidade e contribuições.

“Esse é só o começo do fim da nossa vida
Deixa chegar o sonho, prepara uma avenida
Que a gente vai passar”
(Los Hermanos)

RESUMO

Diante dos longos períodos de estiagem que o país vem sofrendo, a dependência da geração de energia elétrica pelas fontes hídricas vem causando um aumento significativo nos gastos com energia. A busca por alternativas para minimizar esses custos é uma importante estratégia para gestores de empresas, principalmente aquelas com alta demanda elétrica. Dentre essas alternativas, a geração distribuída fotovoltaica (FV) garante significativos benefícios financeiros e ambientais. O presente trabalho visa expor uma análise técnica e financeira para implantação de uma usina fotovoltaica em uma indústria em município no interior da Bahia. Após a coleta de dados *in loco*, foi realizado um estudo do local da instalação através do *software* PVSol, seguido do dimensionamento da potência do sistema através de planilhas desenvolvidas no Excel pelo próprio autor. Em seguida, 5 soluções foram expostas e através de uma análise técnica das condições da instalação do empreendimento e da viabilidade financeira dessas soluções, foi determinada a estratégia mais viável para a indústria em questão. A solução escolhida foi a 01, um sistema com potência de 108 kWp, utilizando 240 painéis solares de 450 W e um inversor string de 75 kW, instalada em uma unidade consumidora grupo B com o modelo de autoconsumo remoto. O investimento estimado com módulos e inversor foi de R\$ 291.299,00, com economia estimada para o primeiro ano de cerca de 80%. A solução 01 apresentou um VPL de R\$160.627,77 e uma TIR de 42%, superior ao valor estipulado para a TMA de 20%. Essa análise constatou a viabilidade do projeto do ponto de vista dos custos com painéis e inversores, sem levar em consideração custos com materiais elétricos acessório e mão de obra.

Palavras-chave: Geração-distribuída. Usina fotovoltaica. Indústria. Análise técnica. Viabilidade financeira.

ABSTRACT

In face of the long periods of drought the country's been going through, the dependence on the generation of electrical energy by the water sources has been causing a significant rise in the energy costs. The search for alternatives to minimize such costs is an important strategy to company managers, especially those with high power demand. Amongst those alternatives, the photovoltaic distributed generation insures significant benefits, both financial and environmental. This current paper looks to expose a technical and financial analysis of the implantation of a photovoltaic plant in an industry in a county in interior Bahia. After in loco data collection, a study was made in the place of the installation trough the PVSol software, followed by the dimensioning of the system's potency through Excel spreadsheets developed by the author herself. Sequentially, five solutions were exposed and through a technical analysis of the enterprise's installation conditions and the solutions' financial viability, a most viable strategy was determined to the industry in question. The chosen solution was number 01, a system with the potency of 108kWp, utilizing 240 solar panels of 450 W and a string inverter of 75 kW, installed in a group B consumer unity with the auto consume remote model. The estimated investment with panels and inverter was of R\$291,299.00, with estimated economy for the first year of around 80%. Solution 01 presented a VPL of R\$160,627.77 and a TIR of 42%, superior to the stipulated value for the TMA of 20%. This analysis showed the viability of the project from the point of view of the costs with panels and invertors, not taking into consideration the costs with electrical accessory materials and manpower.

Key words: Distributed generation. Photovoltaic plant. Industry. Technical analysis. Financial viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estabelecimento estudado.....	17
Figura 2 - Fluxograma da estratégia de pesquisa	19
Figura 3 - Sistema híbrido solar-eólico	24
Figura 4 - Sistema <i>off-grid</i> autônomo de bombeamento solar	24
Figura 5 - Esquemático sistema Fotovoltaico <i>on-grid</i>	25
Figura 6 - Exemplo de instalação com inversor <i>string</i>	27
Figura 7 - Exemplo de instalação com micro inversor.....	27
Figura 8 - Vista aérea do estabelecimento.....	32
Figura 9 - Transformador de tensão Grupo A	33
Figura 10 - Transformador não operante grupo B.....	34
Figura 11 - Transformador em operação grupo B – máquina de blocos	35
Figura 12 – Medidor UC grupo B	35
Figura 13 - Localização do galpão no terreno do empreendimento	36
Figura 14 - Planta baixa da área escolhida para estudo.....	37
Figura 15 - Galpão escolhido para usina	37
Figura 16 - <i>Hot spot</i> em módulo fotovoltaico.	39
Figura 17 - Simulações equinócio de outono	41
Figura 18 - Simulações solstício de inverno.....	41
Figura 19 - Simulações equinócio de primavera	41
Figura 20 - Simulações solstício de verão	41
Figura 21 - Orientação e inclinação recomendadas para o sistema.....	49
Figura 22 - Diferença entre os efeitos do sombreamento micro inversor x inversor <i>string</i>	52
Figura 23 - Inversor Solar Growatt on grid MAC60KTL3-X LV 60kW	52
Figura 24 - Micro inversor Solar DeYe SUN2000G3-US-220 2kW	53
Figura 25 - Fluxograma 1, dimensionamento usina	54
Figura 26 - Influência da temperatura na tensão e corrente	56
Figura 27 - Desempenho dos módulos FV	57
Figura 28 - Fluxograma 2, estudo solução 05	61
Figura 29- Esquemático análise financeira.....	64

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Matriz Elétrica Brasileira atualizada em 01/11/2021.....	15
Gráfico 2 - Geração Distribuída Solar FB por Classe de Consumo	16
Gráfico 3 - OIEE 2020-2021 Brasil.....	22
Gráfico 4 - Irradiação Solar média mensal em Feira de Santana- Bahia.....	38
Gráfico 5 - Demanda medida x Contratada	45
Gráfico 6 - Irradiação Solar no plano inclinado em Feira de Santana- Bahia.....	50
Gráfico 7 - Preços de sistemas fotovoltaicos.....	51

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Eficiência dos diferentes materiais de células FV.....	26
Quadro 2 - Médias mensais dos totais diários de irradiação global horizontal para cada região brasileira.	38
Quadro 3 - Consumo médio grupo A	44
Quadro 4 - Consumo médio grupo B	45
Quadro 5 - Levantamento de TUE's.....	46
Quadro 6 - Resumo dos módulos analisadas	53
Quadro 7 - Composição usina solução 01	58
Quadro 8 - Composição usina solução 02	58
Quadro 9 - Composição usina solução 03	59
Quadro 10 - Composição usina solução 04	59
Quadro 11- Composição solução 05.....	63
Quadro 12- Variáveis utilizadas	65
Quadro 13- Análise financeira solução 01	66
Quadro 14- Análise financeira da solução 02.....	66
Quadro 15- Análise financeira solução 03	67
Quadro 16- Análise financeira da solução 04.....	67
Quadro 17- Análise financeira solução 05	68
Quadro 18- Resumo dos resultados	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FER	Fontes de Energia Renováveis
FV	Fotovoltaico (a)
GD	Geração Distribuída
HSP	Hora de Sol Pleno
INEEP	Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural, e Biocombustíveis.
MLPE	<i>Module-Level Power Electronics</i> (em português, “Eletrônica de Potência à Nível de Módulo”)
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i> (em português, “rastreamento do ponto de máxima potência”)
MT	Média Tensão
OIEE	Oferta Interna de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede
SNI	Sistema Nacional Interligado
Td	Taxa de disponibilidade
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	APRESENTAÇÃO	15
1.1	Motivação	15
1.2	Objetivo	17
1.2.1	<i>Objetivos Gerais</i>	17
1.2.2	<i>Objetivos específicos</i>	17
1.3	Metodologia adotada	17
1.4	Estrutura do trabalho.....	20
2	REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.1	Panorama elétrico mundial e brasileiro	21
2.2	A energia solar	22
2.2.1	<i>Geração fotovoltaica</i>	23
2.2.1.1	<i>Sistemas off-grid</i>	23
2.2.1.2	<i>Sistemas on-grid.....</i>	24
2.2.2	<i>Tecnologia das células.....</i>	25
2.2.3	<i>Tipos de inversor</i>	26
2.2.4	<i>Diferentes tipos de consumidores.....</i>	28
2.2.5	<i>Soluções grupo A</i>	29
2.2.5.1	<i>Consórcio de energia solar</i>	29
2.2.5.2	<i>Cálculo de demanda.....</i>	29
3	APRESENTAÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO	32
3.1	Características Gerais	32
3.2	Instalação elétrica existente	33
3.3	Área disponível para implantação da usina	36
3.4	Hora de Sol Pleno da região.....	37
4	ESTUDO DA ÁREA ESCOLHIDA.....	39
5	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA	43
5.1	Análises das contas de energia elétrica	43
5.2	Estudo demanda.....	46
5.3	Orientação e inclinação dos painéis	48
5.4	Análise de custos de um projeto – pesquisa Greener	50
5.5	Opções de módulos e inversores	51
5.6	5 alternativas de solução	53

6	ANÁLISE FINANCEIRA	64
6.1	Solução 01	66
6.2	Solução 02	66
6.3	Solução 03	67
6.4	Solução 04	67
6.5	Solução 05	68
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	69
7.1	Conclusões	69
7.2	Trabalhos futuros	70
	REFERÊNCIAS	71

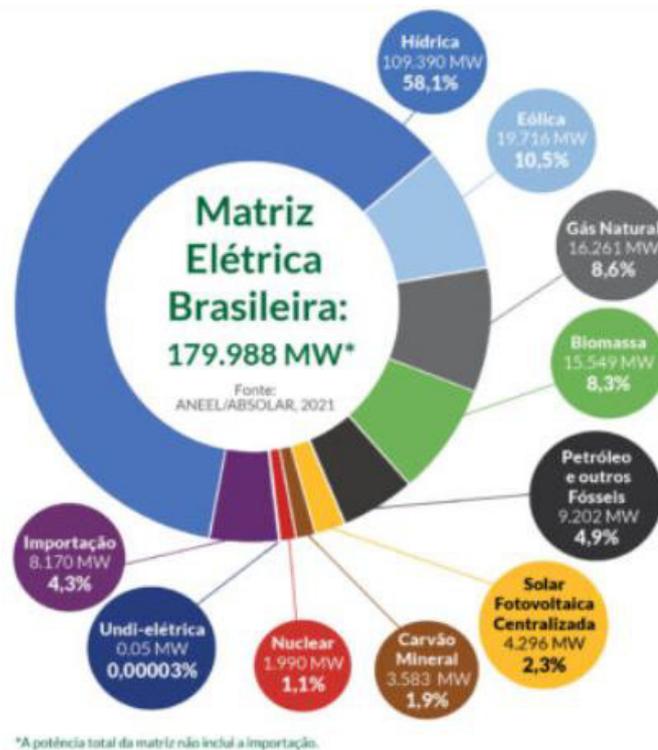
1 APRESENTAÇÃO

Esse capítulo trará uma breve apresentação do tema central do presente trabalho, abordando as motivações, objetivos, metodologia utilizada e estrutura dessa dissertação.

1.1 Motivação

Diante de uma matriz energética marcada por uma grande dependência de fontes hídricas, a energia solar tornou-se uma das principais alternativas frente aos longos períodos de estiagem que o Brasil vem enfrentando. Segundo o Infográfico nº 36 da ABSOLAR, até novembro de 2021 as usinas fotovoltaicas (FV) centralizadas eram responsáveis por 2,3% da matriz elétrica brasileira, somando um total de 4.296 MW. Essa participação segue um ritmo acelerado de crescimento: no mesmo período do ano de 2020, a geração FV centralizada representava 1,6% da matriz, cerca de 2.955 MW, segundo Infográfico nº 25 da ABSOLAR. O gráfico 1 mostra os detalhes da matriz elétrica nacional.

Gráfico 1 - Matriz Elétrica Brasileira atualizada em 01/11/2021

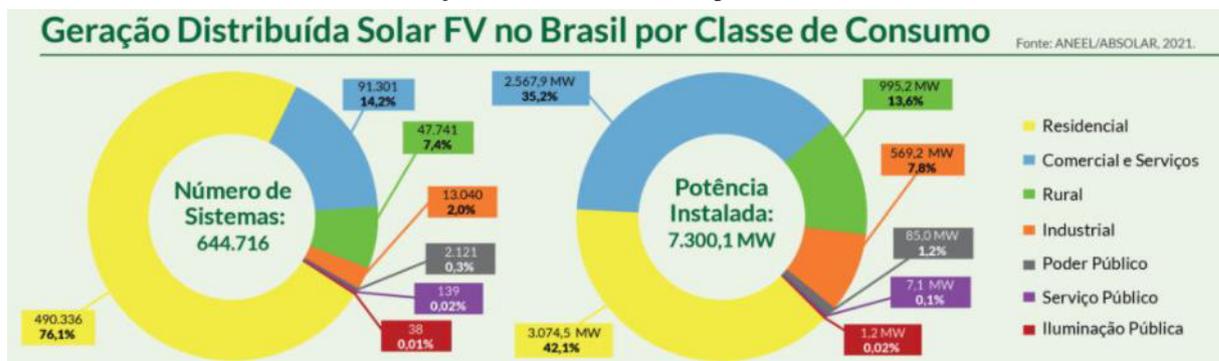


Fonte: Infográfico nº 36 ABSOLAR (2021)

Estima-se que as usinas FV somem pelo menos 10% de toda matriz energética do país até 2030 (*INVEST IN BRASIL: PHOTOVOLTAICS – SEMINAR AND MATCHMAKING*, 2018). Para impulsionar esse crescimento, diversos são os programas de incentivo lançados pelo governo federal e suas esferas estaduais, visando principalmente facilitar o acesso a linhas de crédito para viabilizar investimentos no setor.

Um dos principais objetivos de todo empreendedor é diminuir os custos visando aumentar o seu lucro. No Brasil o histórico, de 2004 em diante, do consumo mensal e anual de energia elétrica em níveis nacional, regional e por subsistemas, segmentado pelas classes residencial, industrial, comercial e outros (rural, serviço público e iluminação pública), em 2020 cerca de 35% do consumo de energia elétrica nacional foi utilizado pelo setor industrial (EPE, 2021). Apesar dessa expressiva participação, de acordo com o Infográfico nº 36 da ABSOLAR, os sistemas solares industriais representam apenas 7,8% da potência instalada de geração distribuída (GD) solar FV, demonstrando o forte potencial para crescimento desse setor no mercado de soluções FV.

Gráfico 2 - Geração Distribuída Solar FB por Classe de Consumo



Fonte: Infográfico nº 36 ABSOLAR (2021)

Os elevados gastos com energia elétrica vêm fazendo com que cada vez mais empresários busquem na energia solar uma alternativa para driblarem as altas taxas e lidarem com os impactos ambientais inerentes a sua produção. A indústria analisada nesse estudo está localizada no Centro Industrial Subaé, no município de Feira de Santana – Bahia. A Figura 1 apresenta a frente do estabelecimento, que será descrito com mais detalhes no capítulo 3 do presente trabalho.

Figura 1 - Estabelecimento estudado



Fonte: Google Earth

1.2 Objetivo

Esse tópico trará uma apresentação dos objetivos gerais e específicos do presente trabalho.

1.2.1 *Objetivos Gerais*

Diante dos pontos expostos no item 1.1, esse estudo tem como objetivo geral analisar a viabilidade técnica e financeira para implantação de uma usina FV para suprir as necessidades de consumo energético de uma indústria de pré-moldados de concreto em Feira de Santana – Bahia.

1.2.2 *Objetivos específicos*

Como estratégia para implantação, entende-se que o estudo contemplará os seguintes itens:

- Estudo das alternativas diante das condições do empreendimento
- Dimensionamento do sistema
- Análise de viabilidade financeira

1.3 Metodologia adotada

O presente trabalho consiste num estudo de caso através do método qualitativo e explicativo, no qual a autora realizou pesquisas de campo e teóricas afim de chegar nos resultados obtidos.

O estudo de caso trata-se de uma investigação empírica através de coleta e análise de dados, que visa responder as perguntas “como” e “por que” (YIN, 2003). Essa investigação:

enfrenta uma situação tecnicamente única em que haverá muito mais variáveis de interesse do que pontos de dados, e, como resultado, baseia-se em várias fontes de evidências, com os dados precisando convergir em um formato de triângulo, e, como outro resultado, beneficia-se do desenvolvimento prévio de proposições teóricas para conduzir a coleta e a análise de dados.

Estudo de caso trata-se de “uma estratégia de investigação em que o pesquisador explora profundamente um programa, um evento, uma atividade, um processo ou um ou mais indivíduos” (CRESWELL, 2010).

A pesquisa qualitativa é “um conjunto de práticas que transformam o mundo visível em dados representativos, incluindo notas, entrevistas, fotografias, registros e lembretes” (CRESWELL, 2010).

As estratégias mais comuns para coleta de dados nessa metodologia são perguntas abertas, dados de entrevistas, dados de observação, dados de documentos e dados audiovisuais, análise de texto e imagem e interpretação de temas e de padrões (CRESWELL, 2010).

Para desenvolvimento do estudo de caso em questão, foram realizadas visitas técnicas afim de entender a instalação elétrica do empreendimento, bem como levantar fotos e dados da mesma. Em posse das informações coletadas nas visitas, foi realizado um estudo das contas de energia do local, fazendo uma análise do seu histórico de consumo afim de entender as necessidades energéticas da empresa. Após essa análise, foram realizadas entrevistas com funcionários com o intuito de entender particularidades do consumo do empreendimento e expectativas para o futuro.

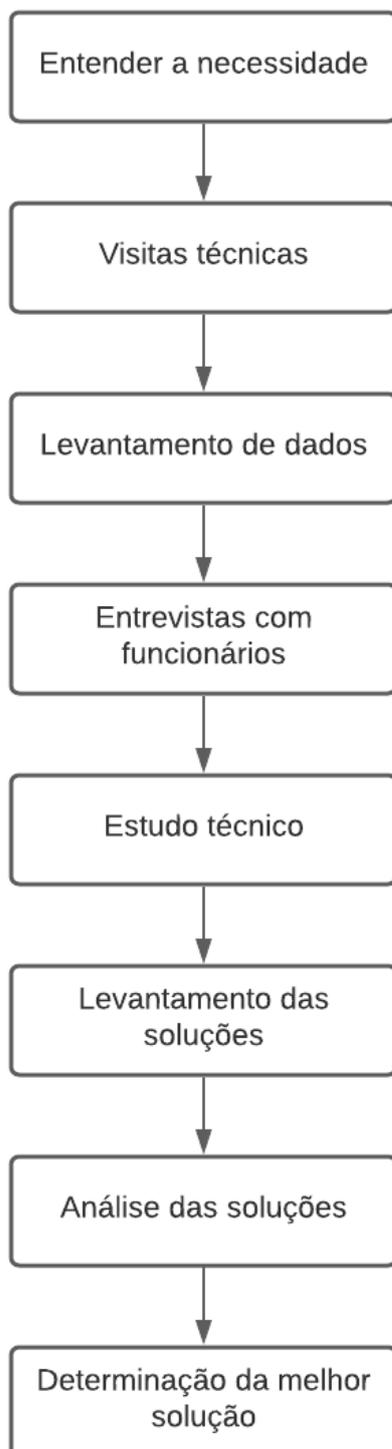
Após essa coleta de dados, foi feito um estudo técnico do local em questão, utilizando de planilhas do Excel para dimensionamento do sistema e simulações no *software* PVSol, que permite analisar a influência do sombreamento no local.

Com esse estudo técnico foram levantadas 5 possíveis soluções para atender as necessidades do empreendimento, das quais utilizou-se de critérios técnicos e econômicos para determinar a estratégia mais viável. As análises técnicas levaram em consideração os *datasheets* dos equipamentos em questão e pesquisas teóricas, enquanto que a análise financeira levou em

consideração condições comerciais de distribuidores nacionais e simulações no *software* Excel.

Portanto, podemos resumir a estratégia utilizada no fluxograma apresentado na Figura 2.

Figura 2 - Fluxograma da estratégia de pesquisa



Fonte: Próprio autor

1.4 Estrutura do trabalho

O presente trabalho é dividido em 7 capítulos, os quais foram organizados da seguinte forma:

Capítulo 01 – Apresentação

- Motivação, objetivos, metodologia, estrutura do trabalho.

Capítulo 02 – Referencial Teórico

- Atual panorama da matriz energética brasileira/mundial e conceitos energia solar FV.

Capítulo 03 – Apresentação do local de estudo

- Características do empreendimento (localização, atividades realizadas, demanda energética e rede elétrica existente, áreas disponíveis para a planta FV).

Capítulo 04 – Estudo da área escolhida para a planta FV

- Sombreamento, inclinação e detalhes do projeto. Foi utilizado o sistema *PVSOL* para simulação dos detalhes do projeto.

Capítulo 05 – Dimensionamento do sistema

- Dimensionamento com base na demanda energética do estabelecimento, irradiação solar na região e análise dos diferentes tipos de tecnologia, além do cálculo do inversor e do transformador.

Capítulo 06 – Análise financeira

- Estudo dos custos e da viabilidade para implantação do sistema. Utilizou-se de planilhas elaboradas no Excel pela própria autora.

Capítulo 07 – Conclusão

- Resultados comentados e considerações finais.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Esse capítulo trará um embasamento teórico necessário para desenvolvimento do estudo em questão.

2.1 Panorama elétrico mundial e brasileiro

Desde a Segunda Revolução Industrial, época marcada por uma profunda difusão da energia elétrica, o fornecimento desse recurso tornou-se ponto de estudo e atenção de autoridades políticas e profissionais da área. Com o advento das tecnologias, eletricidade tornou-se sinônimo de qualidade de vida e bem-estar, ocasionando um crescente aumento da demanda por energia elétrica em todo o mundo. Esse aumento significativo da demanda gera preocupações quanto a origem dessa energia, a demanda global de energia deve aumentar 4,6% em 2021, sendo que a demanda por carvão deve aumentar em 60% mais do que todas as energias renováveis combinadas (Agência Internacional de Energia, 2021).

Esse aumento do uso de combustíveis fósseis é extremamente prejudicial para o planeta por conta do conseqüente aumento da emissão de gases de efeito estufa. Cerca de 9% das emissões de gases de efeito estufa no Brasil são oriundas de “Eletricidade/calor” (Climate Watch). Ao realizar uma análise das projeções globais, conclui-se que do aumento da demanda de eletricidade prevista para 2021, cerca de metade será oriundo de combustíveis fósseis (AIE).

Na tentativa de controlar esse aumento do uso de combustíveis fósseis, diversos programas e campanhas vêm sendo executados em prol de não só uma ampliação da participação das fontes renováveis na matriz elétrica do Brasil, mas também uma diversificação da mesma, aumentando principalmente a produção eólica e a solar. Atualmente, cerca de 60% dessa matriz é oriunda de hidrelétricas, o que coloca o país em uma situação de atenção frente ao regime de estiagem que vem sendo enfrentado.

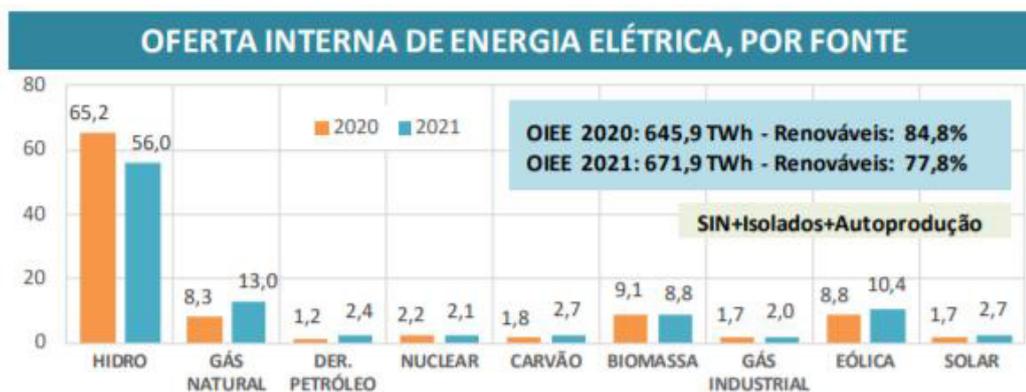
O pouco volume de chuvas faz com que os reservatórios das hidrelétricas comecem a atingir níveis críticos de abastecimento. Em setembro de 2021, dados do Sistema Interligado Nacional indicavam um volume de 44,35% dos reservatórios, valor mais baixo dos últimos 4 anos. A diversificação da matriz torna-se uma alternativa para lidar com essa diminuição da capacidade de geração elétrica hidráulica. De acordo com o INEEP, “se toda a potência contratada for efetivamente construída a participação da energia hidráulica na matriz elétrica nacional vai cair dos atuais 62% para 49%”, mantendo na faixa dos 82% a participação de fontes

renováveis na matriz elétrica nacional.

O Brasil destaca-se no campo das energias renováveis principalmente devido a suas grandes usinas hidrelétricas, que somam mais de 60% da matriz elétrica nacional. Porém, o grande potencial de produção de energia solar coloca o país como um dos favoritos no cenário mundial de produção de energia FV. Desde 2012, com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 que permitiu a troca de energia com a rede elétrica, difundiu-se o uso dos sistemas FV em residências, comércios, fazendas e indústrias.

Algumas barreiras ainda precisam ser quebradas, como interesses comerciais das grandes construtoras de hidrelétricas e das distribuidoras de energia e a falta de informação da população como um todo acerca desse tipo de tecnologia. Porém, mesmo diante desses obstáculos, dados do Ministério de Minas e Energia demonstram o crescimento da energia solar FV apesar da queda das energias renováveis na Oferta Interna de Energia Elétrica, conforme ilustrado no Gráfico 3. É possível observar aumentos de 1,6% e 1% para as fontes eólica e solar, respectivamente.

Gráfico 3 - OIEE 2020-2021 Brasil



Fonte: MME, agosto 2021.

2.2 A energia solar

Nesse cenário de diversificação da matriz, duas fontes destacam-se pelo seu potencial de geração: a eólica e a solar, que juntas já representam cerca de 12% em termos de potência total instalada, segundo a ABSOLAR. Do ponto de vista da geração solar, fonte que abordada nesse presente trabalho, existem duas principais formas de aproveitamento dessa energia: a solar térmica e a solar FV, sendo a FV escolhida para estudo.

2.2.1 Geração fotovoltaica

Já a geração FV funciona através do efeito fotovoltaico, descoberto em 1839 pelo alemão Edmond Becquerel, que “demonstrou a possibilidade de conversão da radiação luminosa em energia elétrica mediante a incidência de luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito” (FADIGAS). Esse efeito consiste na geração de corrente elétrica quando um material semicondutor é exposto à luz, através da movimentação dos elétrons entre as bandas do material.

Os sistemas FV funcionam através da captação de luz por meio de painéis solares que por sua vez, por conta do efeito fotovoltaico, geram energia elétrica em corrente contínua, que será convertida por meio de um inversor para corrente alternada para ser distribuída para consumo. A produção desses sistemas e a difusão da sua utilização vêm crescendo num ritmo acelerado desde o desenvolvimento de tecnologias que permitiram torna-los financeiramente viáveis e de eventos marcantes como a crise do Petróleo de 1973 e o Protocolo de Kyoto em 2005.

Os sistemas FV podem ser divididos em dois grupos: os conectados à rede (*on-grid*) e os isolados (*off-grid*). Cada tecnologia possui suas vantagens e desvantagens, e seu uso deve ser estudado de acordo com as características e necessidades da instalação.

2.2.1.1 Sistemas *off-grid*

Os sistemas *off-grid* não possuem conexão com a rede de distribuição da concessionária, podendo ele ser autônomo ou híbrido. Os sistemas híbridos utilizam de duas ou mais tecnologias trabalhando em conjunto, e no geral não possuem alternativas para armazenamento de energia. A Figura 3 ilustra um sistema híbrido solar-eólico.

Figura 3 - Sistema híbrido solar-eólico



Fonte: Portal Solar

Já os sistemas *off-grid* autônomos utilizam somente da geração FV para gerar energia. Por conta da característica intermitente da energia solar, para sistemas que não estão conectados à rede faz-se necessário o uso de dispositivos de armazenamento, como baterias. Os sistemas que não possuem esses dispositivos de armazenamento somente produzem energia durante as horas de Sol, como por exemplo as soluções de bombeamento solar, ilustrado na Figura 4.

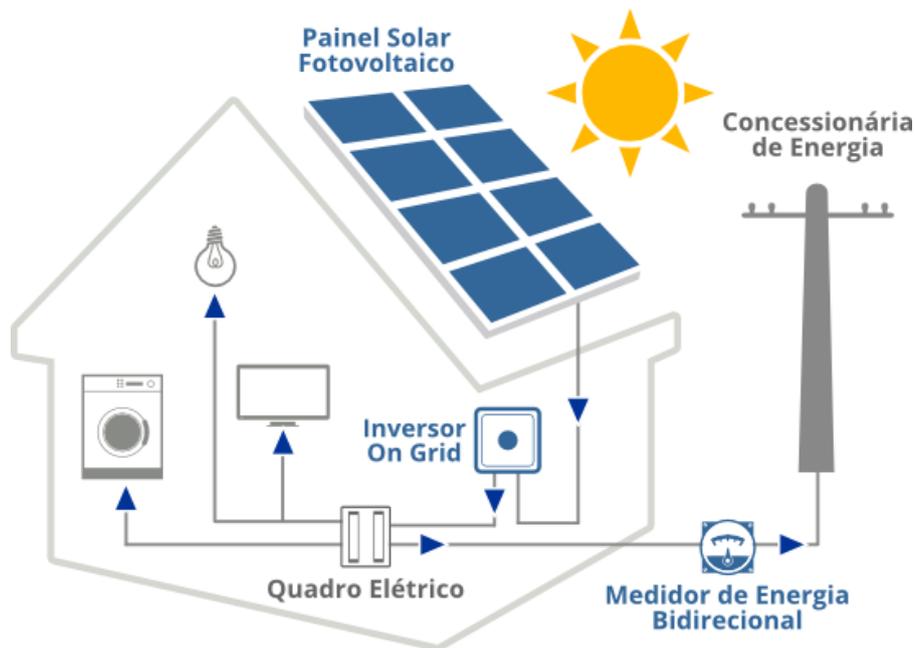
Figura 4 - Sistema *off-grid* autônomo de bombeamento solar

Fonte: Mérito Comercial.

2.2.1.2 Sistemas *on-grid*

Por sua vez, os sistemas *on-grid* são conectados à rede de distribuição, e funcionam através da captação da luz solar pelas células FV dos módulos do sistema, que transformam em energia elétrica (CC), que por sua vez sofrerá uma conversão para CA por meio do inversor. Na GD, essa energia convertida é utilizada para consumo do imóvel gerador, enquanto que o excedente é enviado a rede por meio do medidor bidirecional, gerando créditos de energia que possuem validade de 60 meses. A Figura 5 ilustra esse processo do sistema *on-grid*.

Figura 5 - Esquemático sistema Fotovoltaico *on-grid*



Fonte: Fóton Engenharia.

2.2.2 Tecnologia das células

A tecnologia FV possui como principais características a sua simples aplicabilidade, não poluente, baixa manutenção (operação desassistida), alta confiabilidade e sua característica modular. O funcionamento dos módulos, como já explicado anteriormente no presente trabalho, possui como base o efeito fotovoltaico atuando em materiais semicondutores. No mercado atual, os materiais que se destacam são as células de silício e as de filme fino.

As células de silício representam mais de 80% do mercado, podem ser mono (m-Si) ou poli cristalinas (p-Si), e são caracterizadas por possuir a maior eficiência comercialmente disponível (GREENER, 2021). Já as células de filme fino podem ser de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CISG) e telureto de cádmio (CdTe) e são caracterizadas por sua menor eficiência, dificuldade em relação a

disponibilidade da matéria-prima, vida útil, rendimento das células e toxicidade dos materiais (cádmio). O Quadro 1 ilustra as eficiências de cada material.

Quadro 1 - Eficiência dos diferentes materiais de células FV

Material	Eficiência em Laboratório	Eficiência em produção	Eficiência em produção em série
Silício Mono	24,7%	18%	14%
Silício Poly	19,8%	15%	13%
Silício Amorfo	13%	10,5%	7,5%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
CdTe	16,4%	10%	9%

Fonte: SOUZA, 2016

2.2.3 *Tipos de inversor*

Analisando o sistema FV *on-grid*, outro componente destaca-se devido a sua importância: os inversores. Atualmente, existem dois tipos de tecnologia mais comuns no mercado, e a escolha da mais adequada depende critérios técnicos. Os inversores podem ser do tipo *string* ou micro inversor.

Os inversores *string*, conforme exemplo da Figura 6, são mais robustos e tem como principais características:

- Trabalha em série de módulos;
- Potências mais elevadas;
- Necessita de instalação abrigada;
- Maior valor de tensão (CC).

Figura 6 - Exemplo de instalação com inversor *string*



Fonte: Termo Engenharia

Já os micro inversores são aparelhos menores, conforme exemplo da Figura 7, e que possuem como principais características:

- Instalado junto aos painéis, sem necessidade de obras de infraestrutura;
- Potência menores;
- Menor valor de tensão (CC) em cada string curta e independente;
- Faz a conversão CC-CA no ambiente externo, diminuindo os riscos dentro das áreas habitáveis;
- Característica modular.

Figura 7 - Exemplo de instalação com micro inversor



Fonte: Ecori Energia Solar

Os micro inversores são os mais adequados para instalações com problemas de

sombreamento, pois sua tecnologia modular evita a perda de produção de uma *string* completa caso algum módulo esteja produzindo abaixo da sua capacidade.

2.2.4 Diferentes tipos de consumidores

As unidades consumidoras são divididas em 2 grupos, sendo, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL n. 414, de 9 de setembro de 2010

Grupo A – fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e f) subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Grupo B – fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo B1 - residencial; b) subgrupo B2 - rural; c) subgrupo B3 - demais classes; e d) subgrupo B4 - Iluminação pública.

Dentre os setores que mais se beneficiam com a energia solar, podemos citar: residencial, comercial, agronegócio e industrial. No setor residencial, predominam os sistemas de pequeno porte, que geralmente operam sob o modelo de geração junto a carga – o sistema de geração se encontra no mesmo lugar de consumo; no setor comercial o modelo de geração comumente utilizado também é o de geração junto a carga, porém os sistemas contam com potências mais elevadas, proporcionais aos consumos mais elevados. No agronegócio, predominam sistemas de porte mais elevado, além de outras soluções de eficiência, como bombeamento solar. Em sua maioria, as unidades consumidoras desses 3 setores enquadram-se como grupo B.

Para os sistemas industriais, nos quais boa parte das unidades consumidoras enquadram-se como grupo A, o tempo de retorno para sistemas *on-grid* é mais elevado, chegando a uma média de 8,3 anos, enquanto que os sistemas residenciais possuem uma média

de 3,7 anos, de acordo com dados da Greener, 2021. Diante disso, as soluções para esse setor exigem um estudo mais aprofundado da instalação, afim de entender quais alterações podem ser feitas para melhorar o *payback*, como alteração de demanda e modelos que envolvem consórcio.

2.2.5 Soluções grupo A

Devido ao tempo mais elevado de retorno para investimentos em sistemas *on-grid* para clientes grupo A, um estudo mais aprofundado da instalação permite uma análise de outras soluções. O presente trabalho abordará duas delas: a primeira envolve um estudo de demanda, que faz parte de uma das 5 soluções propostas que são descritas no capítulo 5 dessa dissertação, e a segunda o modelo de consórcio, que será descrito teoricamente a seguir.

2.2.5.1 Consórcio de energia solar

Desde 2016, ano no qual as novas regras da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 começaram a valer, foi criada a figura da “geração compartilhada”. Essa categoria da geração distribuída permite que os consumidores (CPF ou CNPJ) se unam através de consórcio ou cooperativa para um compartilhamento de energia, desde que estejam na mesma área de concessão.

No caso de união de consumidores com CNPJs distintos para fins de geração compartilhada, o grupo se enquadrará como um consórcio e precisará se inscrever no CNPJ e ser o titular da UC onde será instalada a usina FV, sendo assegurados por um Ato Constitutivo e seguindo as definições da Lei 6.404/76. Para que o consórcio possa aderir ao Sistema de Compensação, ele deve estar ainda em conformidade com a Lei 11.795/2008.

2.2.5.2 Cálculo de demanda

Para uma análise mais completa de viabilidade para clientes grupo A, faz-se necessário um estudo da demanda da instalação, afim de definir valores teóricos de potência do(s) transformador(es) para uma análise de mudança tarifária.

Entende-se por potência instalada (ou carga instalada), a soma das potências nominais dos equipamentos existentes na instalação, em kW, ou seja, considera-se que todos os aparelhos estejam ligados ao mesmo tempo.

Por sua vez, demanda contratada trata-se da demanda de potência que a concessionária precisa, necessariamente, disponibilizar para a unidade consumidora, conforme pré-estabelecido por contrato. O seu valor deve ser pago integralmente pelo consumidor, independentemente de ter utilizado o valor total ou não.

De acordo com 7.6.3 da DIS-NOR-036 (NEOENERGIA), “o cálculo da demanda máxima necessária ao dimensionamento da entrada de serviço e demais componentes das unidades do Grupo A deve seguir critérios técnicos definidos pelo projetista responsável”. Na ausência de critérios específicos da concessionária local, utilizou as premissas do item 6.15 da ET-125 ENEL, a qual determina que a demanda deve ser calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$D=0,77FP*a+0,7*b+0,95*c+0,59*d+1,28*e+F+G$$

$$F=\Sigma(0,87*Pnm*Fu*Fs)$$

Nas quais:

D: Demanda total da instalação ou do grupo em [kVA];

a: Demanda das potências, em [kW], para iluminação e tomadas de uso geral, TUG's;

FP: Fator de potência da instalação de iluminação e tomadas. Seu valor é determinado em função do tipo de iluminação e reatores utilizados;

b: Demanda de todos os aparelhos de aquecimento, em [kW];

c: Demanda de todos os aparelhos de ar-condicionado, em [kW];

d: Potência nominal, em kW, das bombas d'água do sistema de serviço da instalação;

e: Demanda de todos os elevadores, em [kW];

G: Outras cargas não relacionadas em [kVA];

Pnm: Potência nominal dos motores em [CV] utilizados em processo industrial;

Fu: Fator de utilização dos motores;

Fs: Fator de simultaneidade dos motores;

O cálculo dessa demanda permite chegar na potência do transformador necessário para a instalação. Em posse do valor de potência, pode ser feita uma análise de mudança para B optante, deixando assim de ter gastos financeiros com demanda contratada, já que até o momento de escrita do presente trabalho a REN482/2015 não proíbe nem limita as

possibilidades de compensação para clientes grupo B optante para micro geração.

Além disso, um estudo mais aprofundado da curva de carga pode ser interessante para análise da demanda contratada, pois o correto dimensionamento dela é de suma importância para economia ainda mais elevada para a indústria, visto que os valores pagos referentes a demanda contratada não são compensados ao se instalar um sistema FV, ou seja, independente da produção, o consumidor continuará pagando o valor correspondente a demanda contratada.

3 APRESENTAÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO

Esse capítulo trará uma apresentação do local estudado no presente trabalho, abordando suas características gerais elétricas e de HSP.

3.1 Características Gerais

O empreendimento estudado no presente trabalho trata-se de uma rede composta por duas empresas, sendo uma delas especializada na construção civil residencial e organização, e a outra uma indústria focada em pré-moldados e galerias de concreto. Cada uma das empresas possui sua própria sede, sendo a sede da indústria escolhida para o local de estudo para implantação do sistema por conta da maior disponibilidade de área e da localização mais favorável, que será detalhada posteriormente.

A sede da indústria possui uma área total de 13.557,34 m², sendo 5.015,27 m² de área construída, composto por áreas administrativas (escritórios, salão de jogos, vestiários, refeitório), galpões, abrigos, depósitos e garagem. O seu entorno é caracterizado em sua maior parte por áreas de vegetação e rodovias, além de um empreendimento de distribuição de materiais de construção. A Figura 8 traz uma visão aérea do estabelecimento e do seu entorno.

Figura 8 - Vista aérea do estabelecimento



Fonte: Google Earth

3.2 Instalação elétrica existente

A instalação elétrica do empreendimento é dividida de acordo com as modalidades tarifárias, sendo:

- Grupo A: alimentado pela COELBA em Média Tensão (13,8 kV) e possui um transformador 13.800 – 380/220 V 150 kVA. Esse Grupo abastece as máquinas, todas com tensão nominal de 380 V, que serão descritas com mais detalhes no capítulo 5 do presente trabalho. Cada máquina possui o seu próprio painel, e elas são ligadas na linha de serviço, não havendo assim a necessidade de quadro geral. As máquinas são ligadas por meio de uma chave magnética. A Figura 9 mostra o transformador que alimenta o Grupo A.

Figura 9 - Transformador de tensão Grupo A



Fonte: próprio autor

Essa Unidade Consumidora é classificada como Grupo A4, tarifa Horosazonal Verde, caracterizado por aplicar preços diferenciados para consumo de energia, enquanto que utiliza um preço único para a demanda de potência.

- Grupo B: é atendido em BT, sendo trifásico 220 V. Atende os setores administrativos e uma máquina de blocos. Esse grupo possui dois transformadores, sendo que apenas um está em operação atendendo a alimentação da máquina de blocos, sendo esse 380 – 220 V, 70 kVA. A Figura 10 e a Figura 11 mostram os transformadores não operante e em operação, respectivamente. A Figura 12 ilustra o medidor da UC grupo B.

Figura 10 - Transformador não operante grupo B



Fonte: próprio autor

Figura 11 - Transformador em operação grupo B – máquina de blocos



Fonte: próprio autor

Figura 12 – Medidor UC grupo B



Fonte: próprio autor

Essa Unidade Consumidora é classificada como Grupo B3, comercial trifásico.

O horário de ponta definido para a área de concessão da concessionária local (Neoenergia COELBA) é o período entre as 18:00 e 21:00 horas.

3.3 Área disponível para implantação da usina

A indústria em questão conta com uma série de galpões que possuem telhados aptos para receberem um sistema FV. A Figura 13 e a Figura 14 mostram, respectivamente, a localização, destacada em azul na planta baixa do empreendimento, e o esquemático do galpão escolhido para o estudo do sistema em questão, que possui uma área de aproximadamente 600 m² e uma localização estratégica, com bons índices de irradiação e poucas interferências construtivas. A Figura 15 mostra uma foto do local escolhido.

Figura 13 - Localização do galpão no terreno do empreendimento

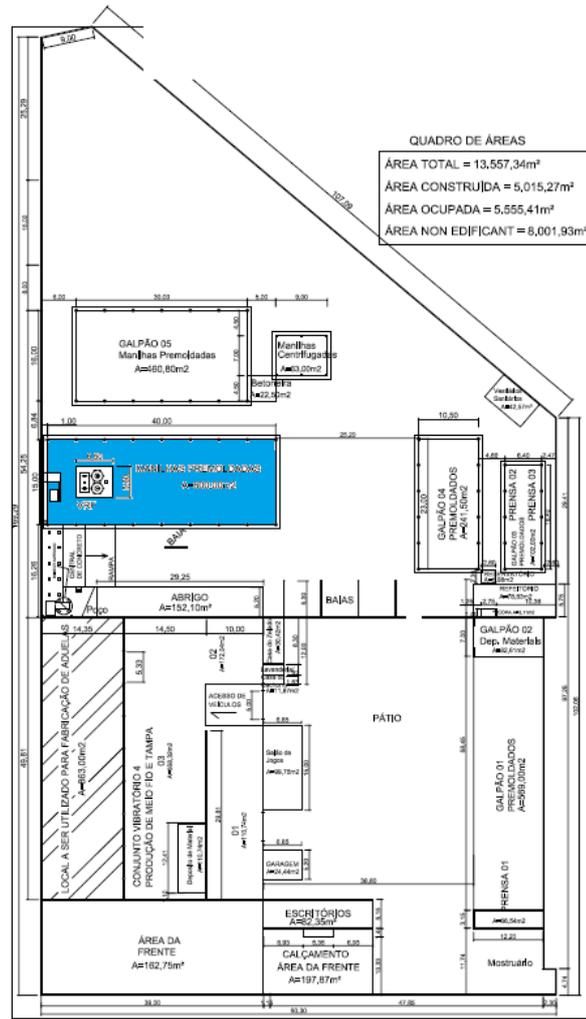
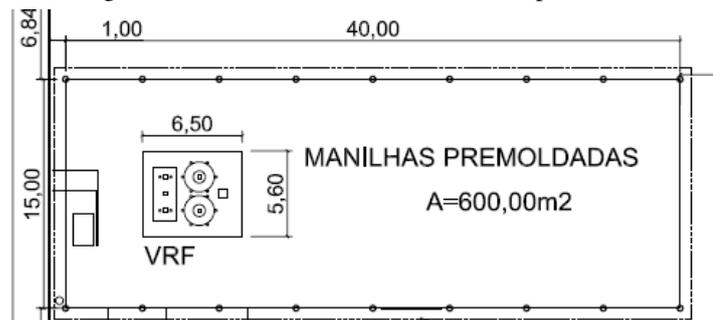


Figura 14 - Planta baixa da área escolhida para estudo



Fonte: própria empresa

Figura 15 - Galpão escolhido para usina



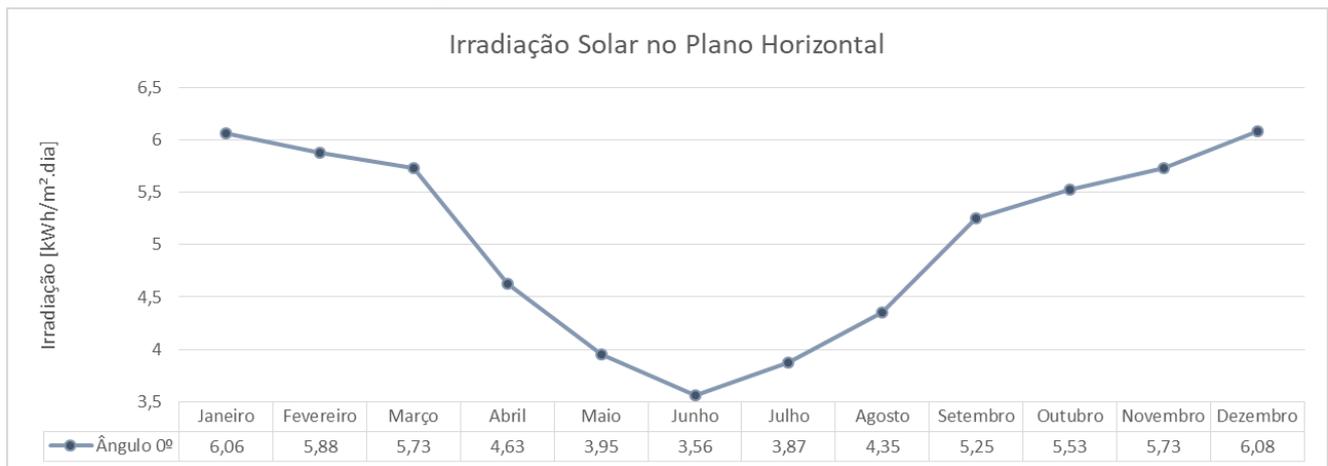
Fonte: próprio autor

3.4 Hora de Sol Pleno da região

Para estudo detalhado de uma instalação FV, faz-se necessário analisar o histórico de radiação solar do local. O Horário de Sol Pleno (HSP) é definido como o período no qual a irradiância solar seja, hipoteticamente, constante e igual a 1000 W/m^2 . Para o trabalho em questão, utilizou-se a base de dados do “SunData”, fornecida pelo CRESESB em parceria com o CEPTEL.

Para a região de Feira de Santana- Bahia (coordenadas $12,301^\circ \text{ S } 38,949^\circ \text{ O}$), os dados de irradiação solar diária média mensal [$\text{kWh/m}^2.\text{dia}$] durante o período de 1 ano, considerando plano horizontal, encontram-se no Gráfico 4.

Gráfico 4 - Irradiação Solar média mensal em Feira de Santana- Bahia



Fonte: CRESESB

A média anual, considerando plano horizontal, foi de 5,05 kWh/m².dia. Portanto, a quantidade de horas de sol pleno é de, aproximadamente, 5,05 horas por dia. A maior média anual encontrada foi de 6,08 kWh/m².dia em dezembro e a menor média anual foi de 3,56 kWh/m².dia em junho. Para fins de comparação, o Quadro 2 traz as médias mensais para cada região brasileira. Como é possível observar no Quadro 2, o HSP de Feira de Santana possui um valor próximo ao da média brasileira (5,153 kWh/m².dia), ficando abaixo apenas do valor médio da região Nordeste (5,483 kWh/m².dia).

Quadro 2 - Médias mensais dos totais diários de irradiação global horizontal para cada região brasileira.

Região	HSP (kWh/m ² .dia)
Norte	4,825
Nordeste	5,483
Centro-Oeste	5,082
Sudeste	4,951
Sul	4,444
Médio	5,153

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar- 2ª edição [6]

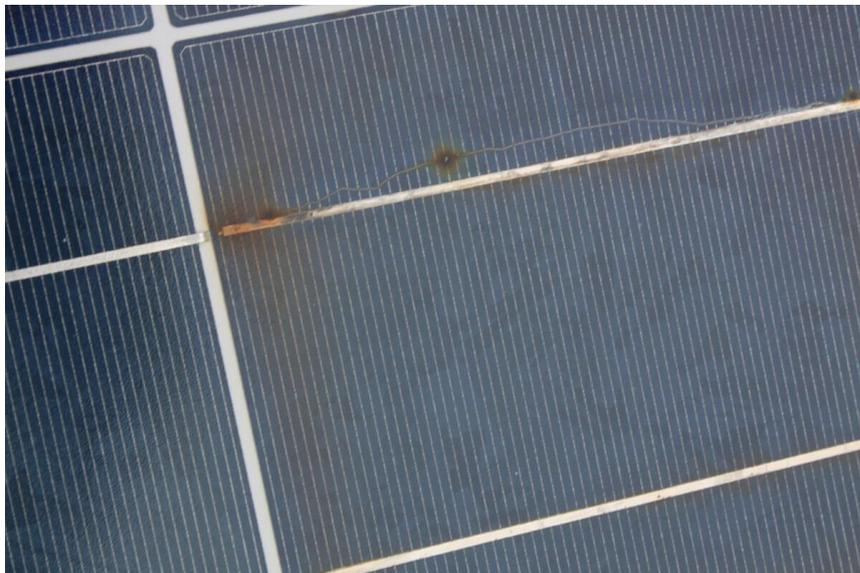
Após descrição técnica do local estudado no presente trabalho, faz-se necessário uma análise da área escolhida afim de entender os impactos de interferências externas no espaço destinado para estudo da instalação da usina.

4 ESTUDO DA ÁREA ESCOLHIDA

Interferências externas como edificações e árvores podem gerar diferentes níveis de insolações para painéis instalados numa mesma usina, ocasionando o *mismatch*. Isso ocorre pois, para o caso de conexões em série, como as correntes que fluem através de cada um dos módulos são iguais entre si, a corrente da *string* é limitada pela menor corrente individual associada a cada um dos módulos. Portanto, se um módulo recebe menos radiação solar, conseqüentemente sua corrente será menor, limitando toda a corrente da sua *string* (PINHO; GALDINO, 2014)

Além da diminuição da produção, o sombreamento pode causar danos técnicos aos módulos que sofrem essa interferência. Isso ocorre devido a dissipação direta para o módulo afetado da potência elétrica produzida que não é entregue ao consumo. Essa dissipação, quando concentrada em uma ou poucas células do painel pode vir a ocasionar os chamados “*hot spot*” (termo em inglês que significa “ponto quente”), que são pontos de calor que elevam a temperatura das células e causam desgaste dos componentes (SOUZA, 2016). A Figura 16 mostra um exemplo de *hot spot*.

Figura 16 - *Hot spot* em módulo fotovoltaico.



Fonte: Winaico

O fenômeno chamado “*mismatch*”, termo em inglês que significa “incompatibilidade”, afeta diretamente a eficiência de sistemas fotovoltaicos. As principais causas desse efeito, segundo PINHO; GALDINO, 2014, são:

- Utilização de módulos com características diferentes;
- Falhas técnicas;
- Sombreamento parcial/total de parte dos módulos.

Como para cada alternativa estudada utilizou-se os mesmos modelos de módulos e considerando um cenário ideal no qual desconsiderou-se possíveis falhas técnicas, faz-se necessário um estudo do sombreamento afim de analisar os impactos desse tipo de interferência no local em questão.

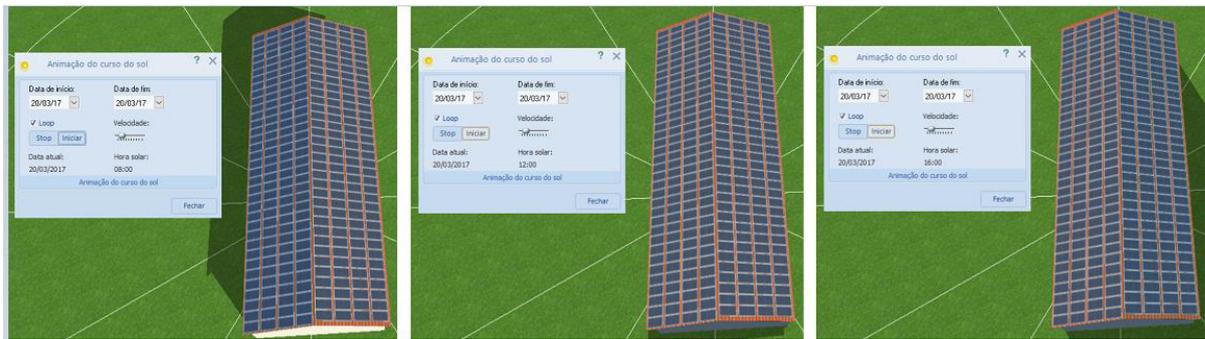
Para análise de sombreamento do local escolhido para estudo da instalação da usina solar, utilizou-se o *software* PV*SOL. A versão operada no presente trabalho (PVSOL premium 2019) não possuía como opção de localização a cidade de Feira de Santana- Bahia, optou-se então por utilizar os dados de Alagoinhas, cidade a 80km e com índices solarimétricos (5,08 kWh/m².dia) semelhantes aos de Feira de Santana (5,05 kWh/m².dia). Além disso, a versão conta com dados atualizados até o ano de 2017.

Após modelagem do sistema, determinou-se 4 períodos do ano para análise do sombreamento no local escolhido. Os períodos escolhidos foram:

- Equinócio de outono: 20 de março de 2017
- Solstício de inverno: 21 de junho de 2017
- Equinócio de primavera: 22 de setembro de 2017
- Solstício de verão: 21 de dezembro de 2017

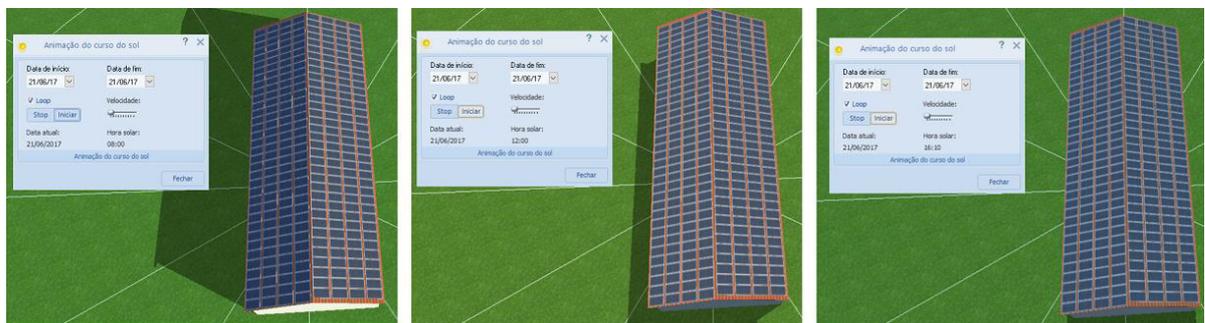
A Figura 17, Figura 18, Figura 19 e a Figura 20 ilustram o resultado desse estudo, nos respectivos períodos supracitados, nos horários de 8:00, 12:00 e 16:00. Foi considerado um espaçamento entre os painéis de 0,20 m na horizontal e 0,02 m na vertical, visando facilitar as futuras manutenções.

Figura 17 - Simulações equinócio de outono



Fonte: próprio autor

Figura 18 - Simulações solstício de inverno



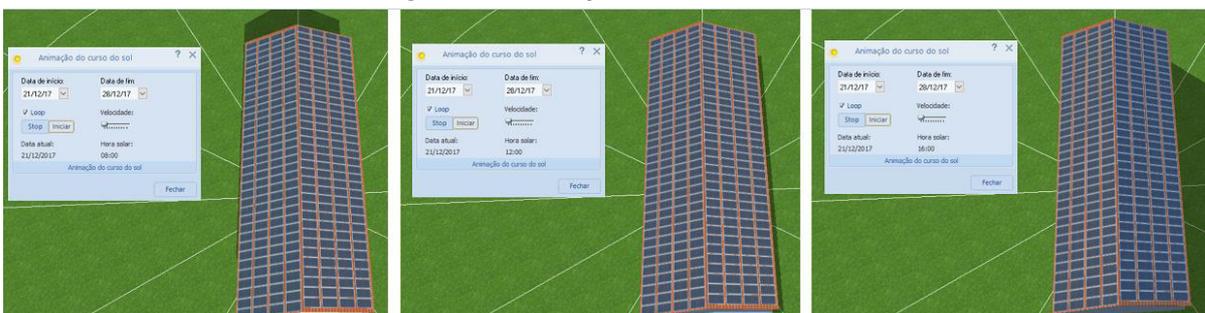
Fonte: próprio autor

Figura 19 - Simulações equinócio de primavera



Fonte: próprio autor

Figura 20 - Simulações solstício de verão



Fonte: próprio autor

Como na escolha do local primordialmente foi levado em consideração evitar ao máximo possíveis interferências construtivas e da natureza, o galpão escolhido, conforme análise das simulações, não sofre interferências devido a essas questões, porém a própria orientação do telhado ocasiona alguns períodos de sombreamento.

Esse sombreamento por conta da orientação do telhado ocorre principalmente na vertente esquerda. A vertente direita, em alguns períodos do ano, também sofre esse sombreamento, mas em uma intensidade inferior à da vertente esquerda, sendo, portanto, o corte direito o mais adequado para a instalação dos módulos.

5 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

Esse capítulo traz o processo de dimensionamento do sistema e descrição das 05 soluções abordadas nesse trabalho.

5.1 Análises das contas de energia elétrica

Para um correto dimensionamento do sistema FV, fez-se necessário uma análise das contas de energia das 09 unidades consumidoras que compõe a rede aqui estudada. Dentre as 09 UCs, 08 enquadram-se como grupo B e 01 enquadra-se como grupo A, fato favorável pois os investimentos para UCs grupo B costumam ser mais vantajosos. A seguir, temos o desenvolvimento do cálculo de consumo para os dois grupos. Os dados utilizados foram retirados das contas de energia cedidas pelo empreendimento em questão.

Para estudo do consumo do grupo A, utilizou-se de conceitos desenvolvidos no capítulo 2 do presente trabalho. Segundo o Caderno Temático de Micro e Mini Geração Distribuída da ANEEL, temos

Para as unidades consumidoras que dispõem de tarifa horária, a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período (ponta ou fora ponta). Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste.

Levando em consideração que a energia produzida pela usina FV acontecerá no período diurno (fora ponta), e que o empreendimento em questão possui um consumo no período de ponta, fez-se necessário cálculo do fator de ajuste e adequação do consumo. De acordo com a ANEEL, o fator de ajuste pode ser determinado sendo

O resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (a componente TE – Tarifa de Energia) de ponta pela fora de ponta (nos casos do excedente ser originado no posto tarifário ponta), ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surgir no posto fora de ponta.

Para o empreendimento em questão, considerando que o excedente será produzido no horário fora de ponta para abater o consumo do horário de ponta e de acordo com os valores

informados nas contas de energia fornecidas pela empresa, o fator de ajuste é calculado sendo:

$$F_a = \frac{TE_{fp}}{TE_p} = \frac{0,4522}{0,6245}$$

$$F_a = 0,724$$

O Quadro 3 mostra os valores originais de consumo nos horários ponta e fora ponta, bem como os valores ajustados do consumo ponta considerando o fator de ajuste (F_a) calculado acima e o consumo médio mensal considerando esse ajuste.

Quadro 3 - Consumo médio grupo A

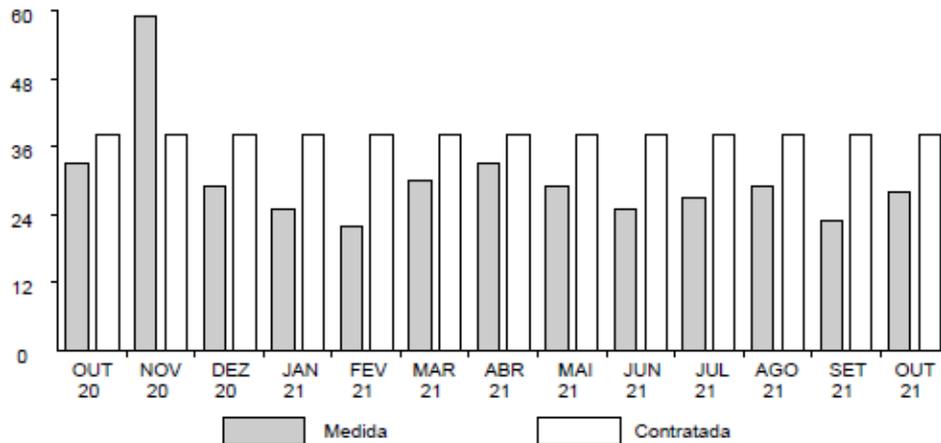
Mês	Consumo ponta (kWh)	Consumo fora ponta	Consumo ponta ajustado (kWh)	Consumo total (kWh)
Janeiro	88	1850	121,53	1971,53
Fevereiro	52	1530	71,81	1601,81
Março	40	2250	55,24	2305,24
Abril	105	1990	145,01	2135,01
Mai	79	1990	109,10	2099,10
Junho	68	1830	93,91	1923,91
Julho	89	1800	122,91	1922,91
Agosto	74	1580	102,20	1682,20
Setembro	135	1600	186,44	1786,44
Outubro	247	2114	341,11	2455,11
Novembro	52	4320	71,81	4391,81
Dezembro	82	1795	113,24	1908,24
Média	92,58	2054,08	127,86	2181,94

Fonte: próprio autor

O consumo médio para a UC do grupo A foi de 2.181,94 kWh/mês. Ao analisar o histórico, temos que o mês de novembro foi marcado por um consumo muito acima da média (4.391,81 kWh, cerca de 2 vezes o consumo médio), isso ocorreu devido a uma operação de produção em série de blocos que intensificou o uso de algumas máquinas.

A demanda contratada é de 38 kW, e o histórico dos valores de demanda medida e contratada encontram-se no Gráfico 5. Ao analisar esse gráfico, o mês de novembro novamente destaca-se, desta vez como sendo o mês no qual a demanda medida foi superior a demanda contratada. Além disso, fazendo uma média estimada da demanda medida nos meses fora novembro, encontra-se um valor de 28 kW. Esses indicadores ilustram a necessidade de se fazer um estudo mais aprofundado da demanda contratada e da curva de carga da instalação.

Gráfico 5 - Demanda medida x Contratada



Fonte: Conta de energia elétrica (COELBA)

Já para o estudo do consumo do grupo B, é válido ressaltar que se considerou 02 UCs com consumo de 600 kWh/mês, que representam as obras da construção civil, que são unidades consumidoras intermitentes, mas que possuem um consumo médio próximo a esse valor de 600 kWh/mês. Os resultados de consumo médio das 8 UCs que compõe o empreendimento encontram-se no Quadro 4.

Quadro 4 - Consumo médio grupo B

Mês	Consumo médio (kWh)
Janeiro	10470
Fevereiro	11313
Março	11877
Abril	11316
Mai	10793
Junho	10703
Julho	10169
Agosto	10188
Setembro	10187
Outubro	10623
Novembro	10841
Dezembro	11216
Média	10808

Fonte: próprio autor

O consumo médio para as UCs que compõe o grupo B foi de 10.808 kWh/mês. Ao analisarmos o histórico por mês, percebemos que não há nenhum mês que tenha possuído um consumo muito acima desse valor médio.

5.2 Estudo demanda

Como para o estabelecimento abordado nesse estudo tem-se a presença de uma UC grupo A, fez-se necessário uma análise da potência instalada e da demanda. Para isso, levou-se em consideração as máquinas instaladas e as cargas de iluminação.

De acordo com os dados fornecidos pela empresa, para as cargas de iluminação têm-se uma potência média de 800 W para cada um dos 7 galpões, sendo essa descrita pelo gestor como uma carga “móvel”, pois os pontos são relocados de acordo com a necessidade da produção. Utilizou-se um fator de potência de 1.

Em posse da relação de cargas com os valores em CV dos motores utilizados na indústria, realizou-se o levantamento das cargas de TUE's. Estimou-se os valores de eficiência e do fator de potência dos motores. O Quadro 5 ilustra o resultado obtido.

Quadro 5 - Levantamento de TUE's

Grupo	Dependências identificação	Tomada de Uso Específico (T.U.E)								Potências Totais		
		Descrição	Qtd	Alim.	Potência	Potência (CV)	Potência (CV)	Eficiência	F.P	Ativa	Reativa	Aparente
					(kW)					(kW)	(kVar)	(kVA)
A	FÁBRICA	Prensa 01	1	3φ - 254/440V	22,07	30,00	30,00	0,90	0,80	24,52	18,39	30,65
A	FÁBRICA	Prensa 02	1	3φ - 254/440V	22,07	30,00	30,00	0,90	0,80	24,52	18,39	30,65
A	FÁBRICA	Prensa 03	1	3φ - 254/440V	22,07	30,00	30,00	0,90	0,80	24,52	18,39	30,65
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	7,36	10,00	10,00	0,90	0,80	8,17	6,13	10,22
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	4,41	6,00	6,00	0,90	0,80	4,90	3,68	6,13
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	5,52	7,50	8,00	0,90	0,80	6,54	4,90	8,17
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	1,47	2,00	2,00	0,90	0,80	1,63	1,23	2,04
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	0,37	0,50	1,00	0,90	0,80	0,82	0,61	1,02
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	0,37	0,50	1,00	0,90	0,80	0,82	0,61	1,02
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	0,37	0,50	1,00	0,90	0,80	0,82	0,61	1,02
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	0,37	0,50	1,00	0,90	0,80	0,82	0,61	1,02
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	9,19	12,50	13,00	0,90	0,80	10,62	7,97	13,28
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	14,71	20,00	20,00	0,90	0,80	16,34	12,26	20,43
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	2,21	3,00	3,00	0,90	0,80	2,45	1,84	3,06
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	1,10	1,50	2,00	0,90	0,80	1,63	1,23	2,04
A	FÁBRICA	Central de Concreto	1	3φ - 254/440V	3,68	5,00	5,00	0,90	0,80	4,09	3,06	5,11
A	FÁBRICA	Máquina de Telas	1	3φ - 254/440V	5,52	7,50	8,00	0,90	0,80	6,54	4,90	8,17
A	FÁBRICA	Máquina de Telas	1	3φ - 254/440V	5,52	7,50	8,00	0,90	0,80	5,52	4,14	6,90
A	FÁBRICA	Pórtico Galeria	1	3φ - 254/440V	11,03	15,00	15,00	0,90	0,80	11,03	8,27	13,79
A	FÁBRICA	Pórtico Galeria	1	3φ - 254/440V	1,47	2,00	2,00	0,90	0,80	1,47	1,10	1,84
A	FÁBRICA	Pórtico Galeria	1	3φ - 254/440V	1,47	2,00	2,00	0,90	0,80	1,47	1,10	1,84
A	FÁBRICA	Pórtico Galeria	1	3φ - 254/440V	1,10	1,50	2,00	0,90	0,80	1,10	0,83	1,38
A	FÁBRICA	VRF	1	3φ - 254/440V	0,55	0,75	1,00	0,90	0,80	0,55	0,41	0,69
A	FÁBRICA	VRF	1	3φ - 254/440V	14,71	20,00	20,00	0,90	0,80	14,71	11,03	18,39
A	FÁBRICA	VRF	1	3φ - 254/440V	5,52	7,50	8,00	0,90	0,80	5,52	4,14	6,90
A	FÁBRICA	VRF	1	3φ - 254/440V	1,10	1,50	2,00	0,90	0,80	1,10	0,83	1,38
A	FÁBRICA	Pórtico VRF	1	3φ - 254/440V	1,10	1,50	2,00	0,90	0,80	1,10	0,83	1,38
A	FÁBRICA	Pórtico VRF	1	3φ - 254/440V	2,21	3,00	3,00	0,90	0,80	2,21	1,65	2,76
A	FÁBRICA	Pórtico VRF	1	3φ - 254/440V	2,21	3,00	3,00	0,90	0,80	2,21	1,65	2,76
A	FÁBRICA	Pórtico VRF	1	3φ - 254/440V	7,36	10,00	10,00	0,90	0,80	7,36	5,52	9,19
A	FÁBRICA	Conjunto Vibratório	1	3φ - 254/440V	5,52	7,50	8,00	0,90	0,80	5,52	4,14	6,90
A	FÁBRICA	Conjunto Vibratório	1	3φ - 254/440V	1,47	2,00	2,00	0,90	0,80	1,47	1,10	1,84
A	Totais	-								202,08	151,56	252,60

Fonte: próprio autor

Para cálculo da demanda, na ausência de critérios definidos pela concessionária local na DIS-NOR-036 (NEOENERGIA), utilizou-se da fórmula retirada do item 6.15 da ET-125 ENEL, conforme explicado no item 2.2.6.2 do presente trabalho.

$$D=(0,77/FP)*a+0,7*b+0,95*c+0,59*d+1,28*e+F+G$$

$$F=\Sigma(0,87*Pnm*Fu*Fs)$$

Sendo que, utilizando os dados fornecidos pela empresa:

- **Parâmetro a**

Pela Tabela 1 da ET 125 da ENEL, tem-se que o fator de demanda para iluminação e tomadas para indústrias em geral é de 1, portanto, temos que:

$$a = 7 * 0,8 = 5,6[kW]$$

- **Parâmetro b**

Não existem cargas relacionadas ao uso de equipamentos de ar-condicionado. Assim:

$$b = 0 [W]$$

- **Parâmetro c**

Não existem cargas relacionadas ao uso de equipamentos de aquecimento. Assim:

$$c = 0 [W]$$

- **Parâmetro d**

Não existem cargas relacionadas ao uso de bombas d'água.

$$d = 0[W]$$

- **Parâmetro e**

Não existem cargas relacionadas ao uso de elevador. Assim:

$$e = 0 [kW]$$

- **Parâmetro f**

Estão inclusos nesse item todas as máquinas utilizadas na produção que são atendidas em 380 V. Por se tratar de motores com potências que variam de 1 a 30 CV, foram criadas 3 subdivisões para determinar o FU, de acordo com a tabela 5 da ET 125 da ENEL, sendo:

$$f_1 = \text{Motores até 2,5 CV: } FU_1 = 0,7$$

f_2 = Motores de 3 a 15 CV: $FU_2 = 0,8$

f_3 = Motores acima de 20 CV: $FU_3 = 0,9$

Considerou-se $FS = 0,75$, conforme entrevistas com os gestores do local.

$$\sum_{n=1}^3 f = (0,87 * Pnm * FU_n * FS)$$

$$f_1 = (0,87 * 1 * 5 * 0,7 * 0,75) + (0,87 * 2 * 8 * 0,7 * 0,75) = 9,59$$

$$f_2 = (0,87 * 3 * 3 * 0,8 * 0,75) + (0,87 * 5 * 1 * 0,8 * 0,75) + (0,87 * 6 * 1 * 0,8 * 0,75) + (0,87 * 8 * 5 * 0,8 * 0,75) + (0,87 * 10 * 2 * 0,8 * 0,75) + (0,87 * 13 * 1 * 0,8 * 0,75) + (0,87 * 15 * 1 * 0,8 * 0,75) = 56,38$$

$$f_3 = (0,87 * 20 * 2 * 0,9 * 0,75) + (0,87 * 30 * 3 * 0,9 * 0,75) = 76,34$$

$$f = f_1 + f_2 + f_3$$

$$f = 142,31 \text{ kVA}$$

- **Parâmetro g**

Não existem cargas extras relacionadas.

$$g = 0 \text{ [kVA]}$$

Com todos os itens da equação obtidos é possível determinar a potência demandada máxima da UC grupo A.

$$D_{grupo A} = \left(\frac{0,77}{FP}\right)a + 0,7b + 0,95c + 0,59d + 1,2e + f + g$$

$$D_{grupo A} = 0,77 * 5,6 + 0,7 * 0 + 0,95 * 0 + 0,59 * 0 + 1,28 * 0 + 142,31 + 0$$

$$D_{grupo A} = 146,62 \text{ [kVA]}$$

Para dimensionamento do transformador, seguiu-se, de maneira geral, a NOR.DISTRIBU-ENGE-0023, a ET 125 ENEL, a NBR 14039 e a NBR 5356, além o valor de demanda calculado anteriormente. Com a demanda no valor de 146,62 kVA, o transformador utilizado deve ser de, no mínimo, 150 kVA. O transformador existente, conforme tópico 3.2 do presente trabalho, possui potência de 150 kVA e está em conformidade com as normas.

5.3 Orientação e inclinação dos painéis

Para uma produção mais eficiente, dois importantes fatores devem ser levados em consideração: a orientação e a inclinação dos painéis.

Uma orientação adequada permite que seja captado o máximo de energia nos horários de pico de radiação solar. Para os painéis fotovoltaicos, a recomendação é que eles estejam orientados, “para o ponto azimutal, e de preferência com ângulo azimutal de superfície igual a zero” (SOUZA, 2016).

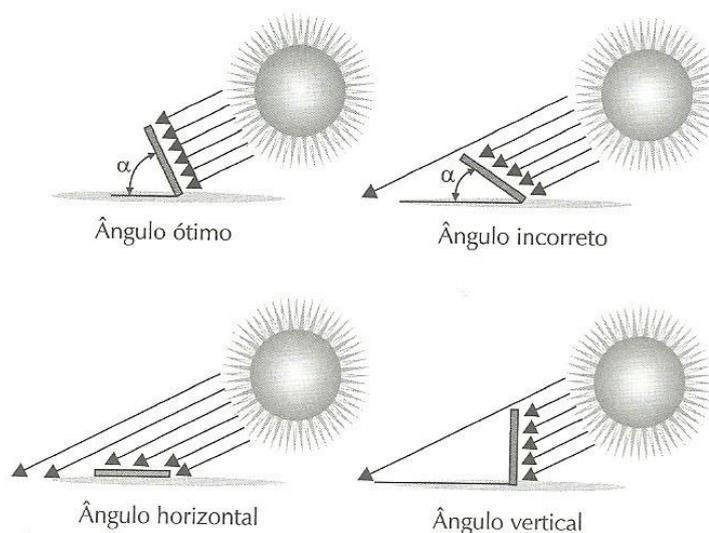
Azimute é “o ângulo entre a linha de visão do Sol projetada no plano horizontal e o Norte geográfico” (PINHO; GALDINO, 2014).

Logo, ainda de acordo com a definição de (SOUZA, 2016), para atingir um azimute próximo a 0° no hemisfério Sul, os painéis devem estar orientados com a face para o norte.

A inclinação ideal busca maximizar a produção no período de maior radiação. A Figura 21 ilustra o impacto da inclinação para a captação dos raios solares. Estudos foram feitos afim de encontrar a inclinação adequada para cada localização, sendo recomendado uma inclinação mínima de 10° , visando otimizar a autolimpeza dos módulos através da água da chuva. Para determinação do ângulo ótimo para instalação, “o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico deve ser igual a latitude do local onde o sistema será instalado” (PINHO; GALDINO, 2014).

Para o sistema em questão, a latitude do local é de $12^\circ 30'1''$. Portanto, para a instalação ora estudada, o ângulo ótimo é de aproximadamente 12° com orientação Norte.

Figura 21 - Orientação e inclinação recomendadas para o sistema

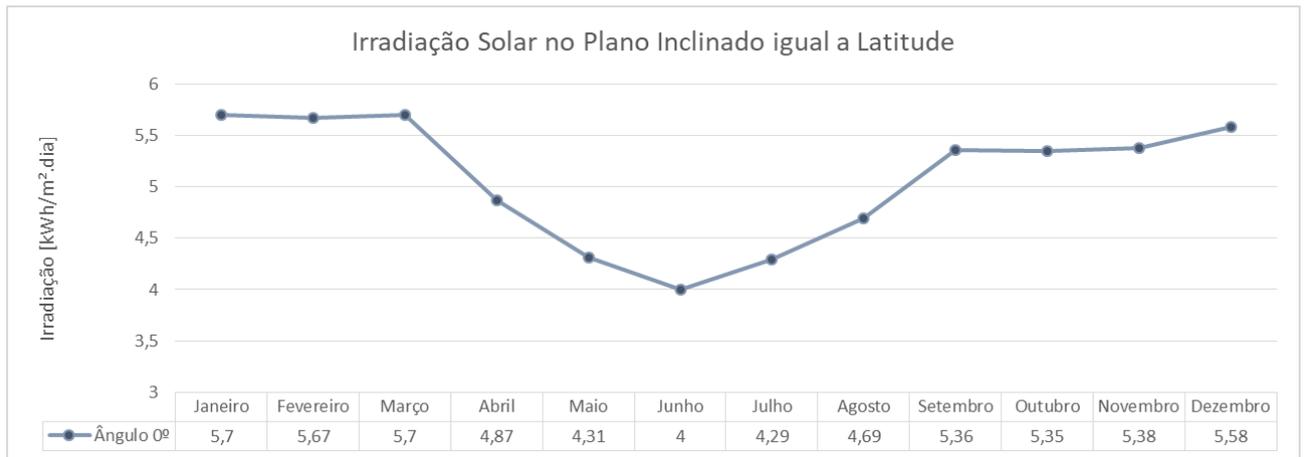


Fonte: Electrical E Library

Levando em consideração a instalação dos módulos com inclinação igual a latitude,

os valores HSP utilizados sofrem alterações, já que o discutido no tópico 3.4 do presente trabalho leva em consideração o plano horizontal. Utilizou-se a base de dados do “SunData”, fornecida pelo CRESESB em parceria com o CEPEL. A média para o plano inclinado foi de 5,08 kWh/m², valor pouco superior à média de 5,05 kWh/m² do plano horizontal. O Gráfico 6 mostra os valores atualizados.

Gráfico 6 - Irradiação Solar no plano inclinado em Feira de Santana- Bahia

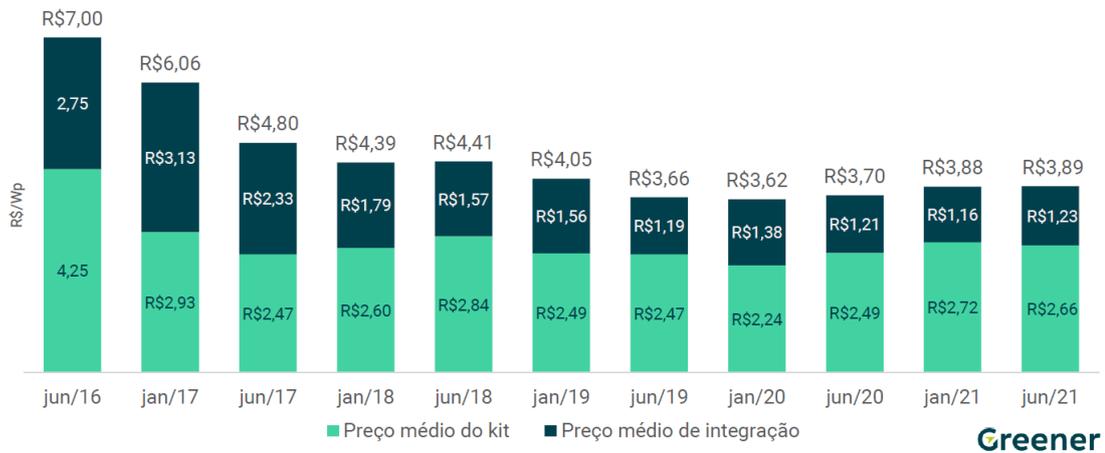


Fonte: CRESESB

5.4 Análise de custos de um projeto – pesquisa Greener

Para análise dos custos de um projeto de instalação de um sistema FV temos 2 principais grupos: os custos com o kit e os custos com a integração. Para sistemas de 50 kWp, cerca de 70% dos custos estão relacionados aos investimentos com o kit FV (Greener, Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre de 2021). O Gráfico 7 traz a variação dos valores médios aplicados de 2016 até o primeiro semestre de 2021.

Gráfico 7 - Preços de sistemas fotovoltaicos



Fonte: Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre de 2021

Portanto, as análises realizadas no presente estudo buscam o melhor custo benefício principalmente no que tange os custos relacionados aos kits FV, visto que representam uma porcentagem significativa dos custos do projeto. Os custos relacionados a integração envolvem o material CA, a mão de obra para instalação e documentações necessárias, que não são abordados nesse trabalho.

5.5 Opções de módulos e inversores

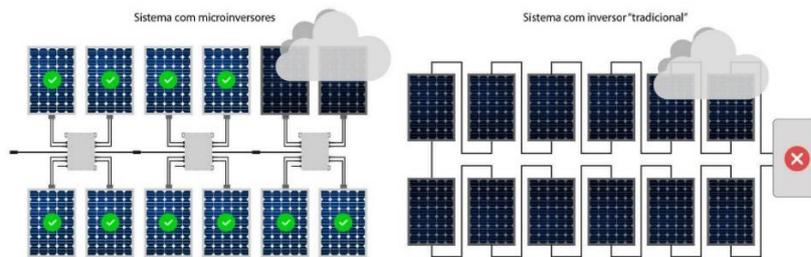
Como explicado no capítulo 2 do presente trabalho, atualmente o mercado de sistemas *on-grid* possui dois principais tipos de inversores: os inversores *string* e os micro inversores. Ambos convertem a energia CC em energia CA, mas diferem quanto a sua potência, instalação e eficiência (a depender da instalação).

A principal diferença entre essas duas tecnologias está na característica modular dos micro inversores, que os torna capaz de realizar uma conversão “individualizada” para cada módulo. Enquanto que os inversores *string* funcionam através de conexões em série que limitam a corrente da *string* pela menor corrente individual dos módulos daquela série, os micro inversores conseguem fazer a conversão de energia CC em CA de forma separada para cada módulo, graças a suas MPPTs individuais. Isso garante uma série de vantagens para os micro inversores, das quais é possível destacar:

- Facilidade e maior eficiência para aumento da potência da instalação no futuro devido a sua característica modular;

- Por operar com níveis de tensão menores proporciona uma maior segurança para a instalação;
- Uso da tecnologia MPPE, que permite os efeitos de sombreamento e de poeira que ocasionam o fenômeno de *mismatch* não afetem o desempenho de todo o sistema. A Figura 22 ilustra essa vantagem.

Figura 22 - Diferença entre os efeitos do sombreamento micro inversor x inversor *string*



Fonte: NeoSolar

Como principais desvantagens dos micro inversores, podemos citar o custo mais elevado da tecnologia e uma maior dificuldade de manutenção, visto que os aparelhos estão no telhado junto aos módulos.

Para estudo das alternativas propostas no presente trabalho utilizou-se dessas duas opções de tecnologia para inversores, afim de entender qual delas oferece o melhor custo benefício para a usina em questão. A Figura 23 e a Figura 24 mostram exemplos de equipamentos do fabricante escolhido para o inversor *string* (Growatt) e do fabricante escolhido para os micro inversores (DeYe). Para escolha das marcas, foi levado em consideração eficiência dos equipamentos, segurança e custo benefício.

Figura 23 - Inversor Solar Growatt on grid MAC60KTL3-X LV 60kW



Fonte: Aldo Solar

Figura 24 - Micro inversor Solar DeYe SUN2000G3-US-220 2kW



Fonte: Aldo Solar

Em relação aos módulos FV utilizados no estudo, foram escolhidos 2 modelos de 2 diferentes fabricantes, com suas especificações destacadas no Quadro 6. Cada um dos módulos foi estudado para compor tanto o sistema com inversores *string* como o com micro inversores, os detalhes de produção e custo serão detalhados no tópico 5.6 e no capítulo 6 do presente trabalho.

Quadro 6 - Resumo dos módulos analisadas

PLACA	FABRICANTE	POTÊNCIA	TECNOLOGIA	QT. CÉLULAS	ÁREA	EFICIÊNCIA
JKM450M-60HL4-V	JinKo	450 W	Monocristalino	120	2,16 m ²	20,85 %
PS535M6H-24TH	Phono Solar	535 W	Monocristalino	144	2,58 m ²	20,7 %

Fonte: *datasheets* dos equipamentos

5.6 5 alternativas de solução

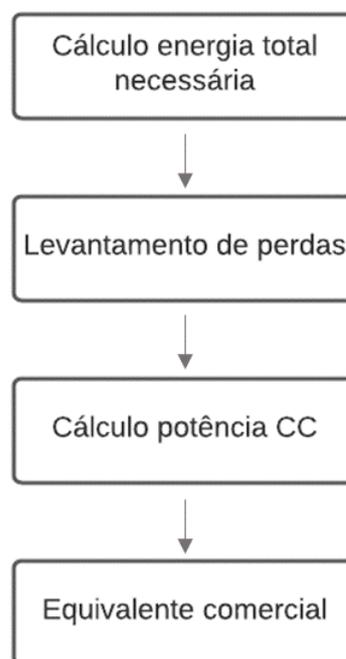
Com os dados levantados nos tópicos 5.1 e 5.2 do presente trabalho, foi possível realizar o dimensionamento do sistema para então analisar-se 5 alternativas de soluções para a usina do empreendimento em questão. As soluções estudadas foram:

- Solução 01- inversor *string* com módulo JKM450M-60HL4-v
- Solução 02- inversor *string* com módulo PS535M6H-24TH
- Solução 03- micro inversor com módulo JKM450M-60HL4-v
- Solução 04- micro inversor com módulo PS535M6H-24TH
- Solução 05- análise de demanda + inversor *string* com módulo JKM450M-

60HL4-v

Para as soluções 01, 02, 03 e 04, dimensionou-se uma usina composta por uma UC geradora e as demais atendidas através do auto consumo remoto. Ou seja, a energia excedente é compensada por meio de uma alocação dos créditos para as unidades consumidoras inscritas sob o mesmo CNPJ. O dimensionamento do sistema foi realizado conforme ilustra o fluxograma 1 da Figura 25.

Figura 25 - Fluxograma 1, dimensionamento usina



Fonte: próprio autor

Para cálculo da energia total necessária para suprir as necessidades do empreendimento, considerou-se a soma dos valores de consumo das contas de energia disponibilizadas pelo empreendimento subtraído do valor da taxa de disponibilidade (td) de cada UC grupo B multiplicado por 12 meses, conforme equação a seguir:

$$E = \sum_{n=1}^{12} Consumo_n - (12 \times td)$$

A taxa de disponibilidade ou custo de disponibilidade é a taxa mínima paga por

cada unidade consumidora do grupo B para a concessionária de energia afim de cobrir os custos relacionados a infraestrutura para o fornecimento de energia (ANEEL, Resolução Normativa 414, 2010). Essa taxa varia de acordo com o padrão de consumo do cliente, sendo, de acordo com a Resolução Normativa 414:

- Monofásico: $td = 30 kWh$
- Bifásico: $td = 50 kWh$
- Trifásico: $td = 100 kWh$

Com isso, e sabendo que todas as UCs analisadas são trifásicas, temos que:

$$E_{grupoA} = 26.183 kWh$$

$$E_{grupoB} = 120.096 kWh$$

$$E_{total} = E_{grupoA} + E_{grupoB}$$

$$E_{total} = 146.279 kWh$$

Para o levantamento das perdas, utilizou-se os percentuais médios disponibilidades em (ANPTEC, 2016) e os estudos descritos em (ARAÚJO; BUENO, 2016), (TONOLO, 2019) e (The German Energy Society, 2018), os quais permitiram chegar nas seguintes possíveis perdas e seus valores percentuais estimados, de acordo com as características do local estudado:

- Perdas por acúmulo de sujeira e sombreamento parcial: como o empreendimento lida com serviços de construção civil, é provável um acúmulo de areia e sujeira mais expressivo. Em relação ao sombreamento parcial, até o momento do presente estudo não haviam elementos construtivos e/ou naturais que possam ocasionar grandes sombreamentos nos módulos, apenas sombreamentos por conta da orientação do telhado.

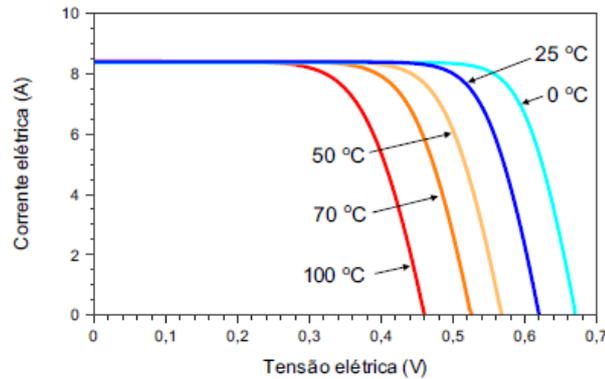
Valor estimado: 10%

- Perdas por aumento de temperatura: as células podem sofrer um aumento da sua temperatura devido a um aumento da irradiância que incide sob eles e/ou da temperatura ambiente. Esse aumento de temperatura das células diminui o seu nível de tensão e causa pequenas elevações da corrente, logo, há uma diminuição da sua eficiência. A Figura 26 ilustra essas variações de corrente e tensão de acordo com

a temperatura nas células.

Valor estimado: 4%

Figura 26 - Influência da temperatura na tensão e corrente



Fonte: PINHO e GALDINHO, 2014 [7]

- Perdas por *mismatch*: segundo Tonolo (2019)

As diferenças entre os módulos provêm das diferenças das próprias células FV que os compõem. Diferentes células podem ter parâmetros característicos um pouco diferentes, mesmo que provenham de uma mesma linha de produção. Esse tipo de perda tende a se agravar com o tempo, devido à degradação. Além disso, o estresse ambiental pode danificar células, dando origem não somente à incompatibilidade, mas também a aquecimento excessivo de algumas regiões (pontos quentes).

Portanto, ainda que as soluções sejam compostas pelos mesmos painéis, existem perdas decorrentes dessas variações das células FV, que se enquadram nas perdas por *mismatch*.

Valor estimado: 6%

- Perdas na fiação elétrica: os componentes CC da instalação sofrem perdas ao longo da sua extensão, por isso é recomendado que o projeto procure o menor comprimento possível da descida dos cabos CC até o inversor.

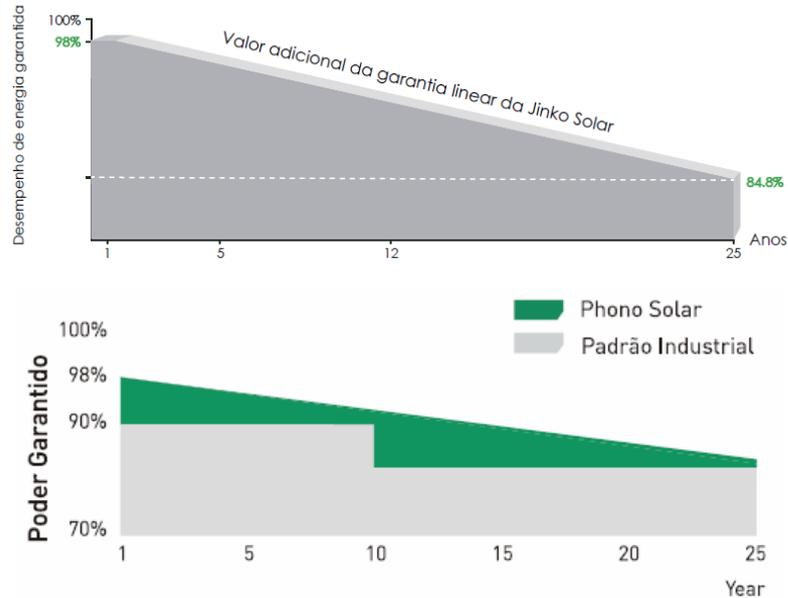
Valor estimado: 0,5%

- Perdas por rendimento dos painéis: os fabricantes garantem um desempenho

inicial de aproximadamente 98%, conforme ilustrado na Figura 27. Além disso, os módulos normalmente possuem uma garantia de desempenho linear que prometem um rendimento mínimo de em média 80% aos 25 anos.

Valor estimado: 2%

Figura 27 - Desempenho dos módulos FV



Fonte: *Datasheet* dos módulos

Ao somarmos as perdas, temos um total de 22,5% para ser considerado no dimensionamento do sistema. Com isso, para cálculo da potência CC, utilizou-se o valor da energia total consumida no ano de todas as UC para encontrar o valor médio de energia diário, em seguida, dividiu-se pela média do HSP de Feira de Santana de acordo com o Gráfico 6 do tópico 5.3 do presente trabalho e pelas perdas. A equação a seguir ilustra o cálculo descrito:

$$Pot_{CC} = \frac{\frac{\frac{E_{total}}{12}}{30}}{Média_{HSP}}}{1 - Perdas}$$

Substituindo os valores, temos que:

$$Pot_{CC} = \frac{\frac{\frac{146379}{12}}{30}}{5,0383}}{1 - 0,225}$$

$$Pot_{CC} = 104,06 \text{ kWp}$$

Em posse do valor da potência CC, cada uma das soluções foi dimensionada utilizando dados comerciais fornecidos para integradores da distribuidora Aldo Solar, sem considerar materiais de estrutura.

- Solução 01

Essa solução abrange módulos de 450 W e inversor do tipo *string*. A potência do sistema é de 108 kWp, utilizou-se um inversor de 75 kW trifásico 380 V e o kit é composto pelos equipamentos do Quadro 7.

Quadro 7 - Composição usina solução 01

Modelo Placa	Quant. Módulos	Modelo Inversor	Qt. Inversores
JKM450M-60HL4-V	240	MAX75KTL3-LV 75KW	1
Potência Total (kWp)			
108			

Fonte: próprio autor

Para instalação dessa usina, estima-se uma área mínima de 518 m² e um peso de cerca de 18 kg/m².

- Solução 02

Essa solução abrange módulos de 535 W e inversor do tipo *string*. A potência do sistema é de 107 kWp, utilizou-se um inversor de 75 kW trifásico 380 V e o kit é composto pelos equipamentos do Quadro 8.

Quadro 8 - Composição usina solução 02

Modelo Placa	Quant. Módulos	Modelo Inversor	Qt. Inversores
PS535M6H-24TH	200	MAX75KTL3-LV 75KW	1
Potência Total (kWp)			
107			

Fonte: próprio autor

Para instalação dessa usina, estima-se uma área mínima de 516 m² e um peso de cerca de 18 kg/m².

- Solução 03

Essa solução abrange módulos de 450 W e micro inversores. A potência do sistema é de 106,2 kWp, utilizou-se micro inversores de 2 kW e o kit é composto

pelos equipamentos do Quadro 9.

Quadro 9 - Composição usina solução 03

Modelo Placa	Quant. Módulos	Modelo Inversor	Qt. Inversores
JKM450M-60HL4-V	236	SUN2000G3-US-220 2KW	59
Potência Total (kWp)			
106,2			

Fonte: próprio autor

Para instalação dessa usina, estima-se uma área mínima de 510 m² e um peso de cerca de 20 kg/m².

- Solução 04

Essa solução abrange módulos de 535 W e micro inversores. A potência do sistema é de 107 kWp, utilizou-se micro inversores de 2 kW e o kit é composto pelos equipamentos do Quadro 10.

Quadro 10 - Composição usina solução 04

Modelo Placa	Quant. Módulos	Modelo Inversor	Qt. Inversores
PS535M6H-24TH	200	SUN2000G3-US-220 2KW	50
Potência Total (kWp)			
107			

Fonte: próprio autor

Para instalação dessa usina, estima-se uma área mínima de 516 m² e um peso de cerca de 20 kg/m².

No entanto, para viabilidade das soluções 01, 02, 03 e 04 fez-se necessário uma análise da potência disponibilizada em comparação com a potência do sistema, visto que a potência instalada do sistema fica limitada a esse valor (Resolução Normativa 517). Por potência disponibilizada entende-se

1 - Por potência disponibilizada (inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414/2010), considera-se a potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, calculada da seguinte forma:

a) unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em

quilowatts (kW);

b) unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA).

Nesse caso, temos que a demanda contratada da unidade grupo A é de 38 kW. Para UC grupo B, de acordo com informação fornecida pela equipe técnica do empreendimento, a capacidade do disjuntor da unidade é de 150 A, a tensão de atendimento é de 220 V e a instalação é trifásica, logo, temos que:

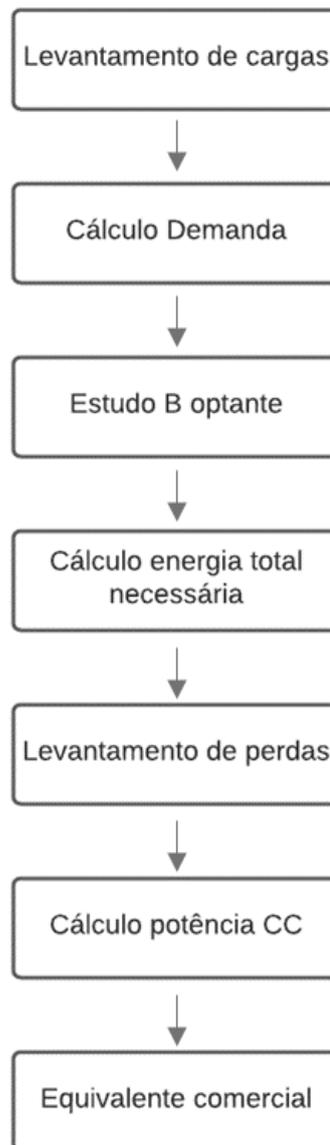
$$Pot_{DispB} = 150 \times 220 \times 3 = 99 \text{ kVA}$$

Considerando um fator de potência de 0,92, é possível instalar microgeração de até 91,08 kW. Portanto, para viabilidade das soluções 01, 02, 03 e 04, na UC grupo A e das soluções 03 e 04 na UC grupo B, deve-se, segundo a Resolução Normativa 517

Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar aumento da carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A.

Para a solução 05, o estudo foi feito conforme consta no fluxograma 2 da Figura 28.

Figura 28 - Fluxograma 2, estudo solução 05



Fonte: próprio autor

Conforme desenvolvido no item 5.2 do presente trabalho, o levantamento de cargas e o estudo da demanda foram utilizados para análise da viabilidade de troca da UC grupo A para a modalidade B optante. Nessa modalidade, o cliente grupo A sofrerá aplicação de tarifas do grupo B, sendo necessário, porém, atender a um dos seguintes critérios, segundo a COELBA:

- 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; 1º Considera-se área de veraneio ou turismo aquela oficialmente reconhecida como estância balneária, hidromineral, climática ou turística.

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.

Para a UC grupo A, realizou-se o estudo da demanda afim de entender se o transformador utilizado estava dentro do padrão ou se haveria a possibilidade de realizar uma troca desse equipamento para um com potência nominal igual ou inferior a 112,5 kVA, conforme critério I, visto que a UC não se enquadra nos outros critérios. Como para a unidade em questão o transformador necessário é de no mínimo 150 kVA, não seria possível realizar essa mudança para B optante.

Diante disso, a solução 05 propõe um sistema *on-grid* que englobe somente o consumo das UCs do grupo B, utilizando também o modelo de autoconsumo remoto. Para cálculo da energia necessária, seguiu-se o mesmo procedimento das soluções anteriores, sendo que a energia total agora é a própria energia do grupo B.

$$E_{total2} = E_{grupoB} = 120.096 \text{ kWh}$$

Para dimensionamento da potência do sistema, utilizou-se o mesmo valor de perdas já encontrado, conforme cálculo abaixo:

$$Pot_{CC2} = \frac{\frac{\frac{E_{total2}}{12}}{30}}{Média_{HSP}}}{1 - Perdas}$$

Substituindo os valores, temos que:

$$Pot_{CC2} = \frac{\frac{\frac{120096}{12}}{30}}{5,0383}}{1 - 0,225}$$

$$Pot_{CC2} = 85,43 \text{ kWp}$$

Em posse do valor da potência CC para a solução 05, realizou-se uma pesquisa utilizando dados comerciais fornecidos para integradores da distribuidora Aldo Solar, sem considerar materiais de estrutura. A solução proposta engloba uma usina de 86,4 kWp, com os equipamentos descritos no Quadro 11.

Quadro 11- Composição solução 05

Modelo Placa	Quant. Módulos	Modelo Inversor	Qt. Inversores
JKM450M-60HL4-V	192	MAC60KTL3-X LV 60KW	1
Potência Total (kWp)			
86			

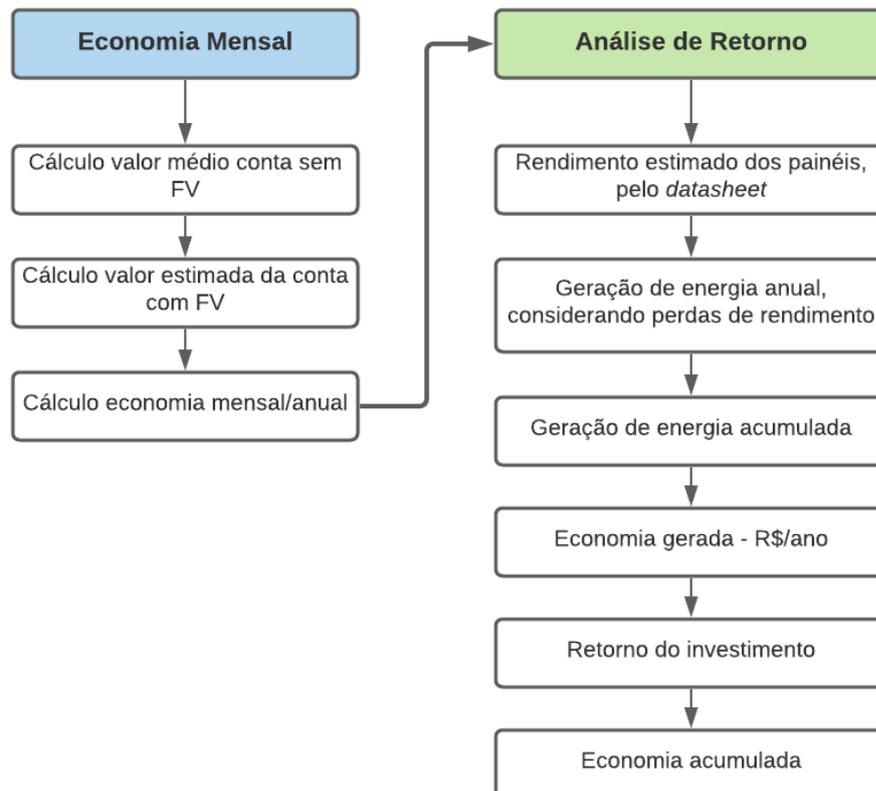
Fonte: próprio autor

Para instalação dessa usina, estima-se uma área mínima de 415 m² e um peso de cerca de 18 kg/m².

6 ANÁLISE FINANCEIRA

Para análise de viabilidade financeira das soluções, foi utilizado uma planilha desenvolvida pelo próprio autor, que segue a linha de raciocínio ilustrada na Figura 29.

Figura 29- Esquemático análise financeira



Fonte: próprio autor

O Quadro 12 traz os valores utilizados para as respectivas variáveis durante os cálculos. Foram consultados os *datasheets* dos módulos FV utilizados, as tarifas financeiras da COELBA e dados da COELBA para o percentual de aumento de energia estimado. Os custos de cada solução englobam somente o valor do kit (painel + inversor) sem estrutura de fixação, materiais elétricos acessórios e mão de obra.

Quadro 12- Variáveis utilizadas

VARÍÁVEL	VALOR
Rendimento do painel aos 25 anos	84,8%
Tarifa TUSD	R\$0,58
Tarifa TE	R\$0,33
Tarifa Fora ponta	R\$0,53
Tarifa Ponta	R\$3,26
Demanda Contratada	R\$41,57
Percentual de reajuste médio anual de energia	10%

Fonte: *datasheet* dos módulos; COELBA

Para cálculo do valor médio da conta sem FV, utilizou-se um valor médio das contas antigas multiplicado pelo valor do preço cheio de energia (TE + TUSD). Em seguida, foi realizado o cálculo para estimar um valor para a conta com o uso do FV considerando uma geração estimada de 100% do consumo, utilizando somente o valor da taxa de disponibilidade multiplicado pelo valor da tarifa cheia. Para cálculo da economia mensal estimada no primeiro ano, subtraiu-se do valor médio da conta antiga o valor estimado da conta com uso do FV, sem considerar reajustes no valor da conta ou inflação.

Após cálculo da economia mensal, foi realizada uma análise de retorno. Para isso, considerou-se uma regressão linear para o rendimento dos módulos afim de determinar a geração de energia anual por um período de 5 anos, bem como a geração de energia acumulada ao longo desse mesmo período. Para cálculo da economia gerada, foi selecionado o maior valor entre o valor da geração anual e do consumo anual multiplicado pelos valores da tarifa cheia de energia acrescido do consumo nos horários ponta e fora ponta multiplicados pelas suas respectivas tarifas e, por fim, multiplicou-se essa soma pelo reajuste médio anual de energia elevado pela contagem de anos (por exemplo: ano 1 = 1, ano 2 = 2, ano 3 = 3).

Com os valores de economia gerada, foi possível realizar uma estimativa de retorno do investimento através de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA), do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR). Realizou-se então uma análise para cada uma das soluções.

A TMA trata-se de uma taxa mínima de retorno estipulada pelos gestores que determina o mínimo que o investidor se propõe a ganhar com aquela negociação. Nesse caso, o mínimo estipulado foi de 20%. O VPL trata-se de um conceito utilizado para avaliar se um projeto é viável financeiramente a partir do fluxo de caixa descontado, ou seja, trazendo para o presente as entradas futuras, nesse caso, considerou-se como entrada os valores estimados de

economia gerada por ano. Enquanto que a TIR é uma taxa de desconto hipotética, seu cálculo é feito a partir de uma projeção de fluxo de caixa considerando o VPL igual a zero.

6.1 Solução 01

Para a solução 01, temos um investimento no valor de R\$ 291.229,00. Com isso, têm-se que essa solução custa aproximadamente R\$ 2.696,56/kWp. Os dados de análise de retorno encontram-se no Quadro 13.

Quadro 13- Análise financeira solução 01

Ano	Rendimento estimado dos painéis	Geração de Energia considerando perda do rendimento (kWh)	Economia Gerada (R\$)	Retorno do Investimento (R\$)
1	98%	151.815,06	R\$128.110,10	-R\$163.118,90
2	97%	150.963,04	R\$140.921,11	-R\$22.197,78
3	97%	150.111,01	R\$155.013,22	R\$132.815,44
4	96%	149.258,99	R\$170.514,55	R\$303.329,99
5	96%	148.406,97	R\$187.566,00	R\$490.895,99
TMA				
20%				
VPL				
R\$160.707,77				
TIR				
42%				

Fonte: próprio autor

6.2 Solução 02

Para a solução 02, temos um investimento no valor de R\$ 291.309,00. Com isso, têm-se que essa solução custa aproximadamente R\$ 2.722,51/kWp. Os dados de análise de retorno encontram-se no Quadro 14.

Quadro 14- Análise financeira da solução 02

Ano	Rendimento estimado dos painéis	Geração de Energia considerando perda do rendimento (kWh)	Economia Gerada (R\$)	Retorno do Investimento (R\$)
1	98%	150.409,37	R\$128.110,10	-R\$163.198,90
2	97%	149.565,23	R\$140.921,11	-R\$22.277,78
3	97%	148.721,10	R\$155.013,22	R\$132.735,44
4	96%	147.876,96	R\$170.514,55	R\$303.249,99
5	96%	147.032,83	R\$187.566,00	R\$490.815,99
TMA				
20%				
VPL				
R\$160.627,77				
TIR				
41%				

Fonte: próprio autor

6.3 Solução 03

Para a solução 03, temos um investimento no valor de R\$ 369.281,00. Com isso, têm-se que essa solução custa aproximadamente R\$ 3.477,22/kWp. Os dados de análise de retorno encontram-se no Quadro 15.

Quadro 15- Análise financeira solução 03

Ano	Rendimento estimado dos painéis	Geração de Energia considerando perda do rendimento (kWh)	Economia Gerada (R\$)	Retorno do Investimento (R\$)
1	98%	153.137,32	R\$128.110,10	-R\$241.170,90
2	97%	152.277,88	R\$140.921,11	-R\$100.249,78
3	97%	151.418,43	R\$155.013,22	R\$54.763,44
4	96%	150.558,99	R\$170.514,55	R\$225.277,99
5	96%	149.699,54	R\$187.566,00	R\$412.843,99
TMA				
20%				
VPL				
R\$82.655,77				
TIR				
29%				

Fonte: próprio autor

6.4 Solução 04

Para a solução 04, temos um investimento no valor de R\$ 358.950,00,00. Com isso, têm-se que essa solução custa aproximadamente R\$ 3.354,67/kWp. Os dados de análise de retorno encontram-se no Quadro 16.

Quadro 16- Análise financeira da solução 04

Ano	Rendimento estimado dos painéis	Geração de Energia considerando perda do rendimento (kWh)	Economia Gerada (R\$)	Retorno do Investimento (R\$)
1	98%	154.290,90	R\$128.110,10	-R\$230.839,90
2	97%	153.424,98	R\$140.921,11	-R\$89.918,78
3	97%	152.559,06	R\$155.013,22	R\$65.094,44
4	96%	151.693,14	R\$170.514,55	R\$235.608,99
5	96%	150.827,22	R\$187.566,00	R\$423.174,99
TMA				
20%				
VPL				
R\$92.986,77				
TIR				
31%				

Fonte: próprio autor

6.5 Solução 05

Para a solução 05, temos um investimento no valor de R\$ 232.499,00. Com isso, têm-se que essa solução custa aproximadamente R\$ 2.690,96/kWp. Os dados de análise de retorno encontram-se no Quadro 17.

Quadro 17- Análise financeira solução 05

Ano	Rendimento estimado dos painéis	Geração de Energia considerando perda do rendimento (kWh)	Economia Gerada (R\$)	Retorno do Investimento (R\$)
1	98%	124.586,29	R\$110.031,96	-R\$122.467,04
2	97%	123.887,09	R\$121.035,15	-R\$1.431,89
3	97%	123.187,88	R\$133.138,67	R\$131.706,77
4	96%	122.488,67	R\$146.452,53	R\$278.159,30
5	96%	121.789,46	R\$161.097,79	R\$439.257,09
TMA				
20%				
VPL				
R\$155.663,10				
TIR				
46%				

Fonte: próprio autor

Um resumo dos resultados das 05 soluções é apresentado no Quadro 18 para fins de comparação. O capítulo seguinte trará as conclusões acerca desse resultado.

Quadro 18- Resumo dos resultados

Solução	Potência (kWp)	Geração Anual (kWh)	Investimento Inicial (R\$)	VPL (R\$)	TIR
1	108	151.815	R\$291.229,00	R\$160.707,77	42%
2	107	150.409	R\$291.309,00	R\$160.627,77	41%
3	106,2	153.137	R\$369.281,00	R\$82.655,77	29%
4	107	154.291	R\$358.950,00	R\$92.986,77	31%
5	86,4	124.586	R\$232.499,00	R\$155.663,10	46%

Fonte: próprio autor

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Esse capítulo traz as principais conclusões obtidas com o estudo e sugestões de trabalhos futuros.

7.1 Conclusões

Uma análise técnica e financeira é primordial para uma execução eficiente de qualquer investimento. Dessa forma, o presente trabalho visa expor um estudo de dimensionamento e viabilidade financeira para implantação de uma usina FV em uma indústria de artefatos de concreto em Feira de Santana, no interior da Bahia.

O local escolhido para instalação da usina possui uma área de 600 m², comportando qualquer uma das soluções discorridas. Além disso, o galpão escolhido não possui obstáculos construtivos ou da natureza ao seu redor, sofrendo sombreamento apenas por questões de orientação do telhado, o que torna o local escolhido ideal para a geração de energia solar, levando em consideração também os altos valores de HSP da cidade em questão.

O dimensionamento do sistema foi feito utilizando os dados de consumo fornecidos pela empresa estudada e levando em consideração possíveis perdas de rendimento que os equipamentos podem estar sujeitos a sofrer. A escolha e cotação dos kits foi realizada com um distribuidor de renome nacional que fornece materiais de qualidade e seguros, todos com as devidas certificações. A construção das soluções foi realizada em busca de diversificar as opções e entender qual a mais viável para o empreendimento em questão.

A análise de viabilidade financeira foi realizada utilizando planilhas desenvolvidas pelo próprio autor no *software* Excel, utilizando como critérios a TIR e o VPL de cada solução. É válido lembrar que os investimentos considerados nesse estudo são referentes apenas aos componentes painéis FV e inversores.

Dentre as 05 soluções apresentadas, todas demonstraram ter viabilidade para aplicação, devido ao seu TIR superior a TMA e ao seu VPL positivo. Porém a solução 01 destacou-se por conta do seu maior VPL (R\$ 160.707,77), embora TIR de 42% abaixo da TIR de 46% da solução 05, indicando que embora o ritmo de retorno para essa solução seja mais lento, ele pode trazer melhores benefícios a longo prazo. Enquanto que a pior solução foi a solução 03, apresentando os menores valores de TIR e de VPL, sendo 29% e R\$82.655,77, respectivamente.

As soluções 03 e 04 foram pensadas devido a maior eficiência que os micro inversores possuem, porém constatou-se que, para sistemas desse porte e utilizando o

distribuidor em questão, usinas com inversor *string* possuem taxas de retorno mais atrativas. Além disso, os investimentos para essas duas soluções poderiam sofrer custos adicionais relacionadas ao aumento da potência disponibilizada.

Analisando soluções de eficiência energética como um todo aplicadas para indústrias, constata-se que usinas FV podem ser opções atrativas para os gestores que buscam diminuir os gastos com energia elétrica e tornar a sua produção mais sustentável, contribuindo assim para o crescimento da empresa e para a busca por uma matriz elétrica mais sustentável.

No caso da usina em questão, as taxas de retorno estão mais favoráveis do que as normalmente estimadas para investimentos com energia FV para indústria pois, dos custos com energia elétrica da empresa, cerca de apenas 22% da energia consumida são oriundas do grupo A. Ao se analisar os custos com a energia faturada somados os custos com demanda contratada, ainda assim o grupo A é responsável por, em média, 24 % dos custos com energia, portanto, é possível extrair uma parcela significativa de economia com os custos do grupo B, que correspondem a cerca de 76% do valor gasto.

Por fim, pode-se concluir que a implantação de uma usina FV nas instalações da indústria em questão é técnica e financeiramente viável, contribuindo para diminuição dos gastos com energia elétrica e incentivando a diversificação da matriz elétrica do Brasil.

7.2 Trabalhos futuros

Além da geração FV, outras soluções de eficiência podem ser estudadas para empreendimentos industriais, como análise tarifária, *retrofit* luminotécnico e equipamentos de bombeamento solar. Para o futuro, uma análise da curva de carga e um estudo mais aprofundado da demanda contratada, afim de entender possibilidades de redução desse valor, podem ser complementos interessantes para explorar a eficiência energética da empresa ora estudada.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. ABSOLAR, 2021. Infográfico ABSOLAR N° 36. 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2021/10/2021.10.07-Infografico-ABSOLAR-no-36.pdf>>. Acesso em novembro 2021
- ABSOLAR. ABSOLAR, 2020. Infográfico ABSOLAR N° 25. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2021/02/2020.11.24%20Infogr%C3%A1fico%20ABSOLAR%20n%C2%BA%2025.pdf>>. Acesso em novembro 2021
- PORTAL SOLAR. **Geração de energia solar deve atingir 10% da matriz elétrica nacional até 2030, segundo EPE.** 2021. Portal Solar. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/geracao-de-energia-solar-deve-atingir-10-da-matriz-eletrica-nacional-ate-2030-segundo-epe.html>. Acesso em novembro 2021
- EPE. EPE, 2021. Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas). Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>>. Acesso em novembro 2021
- CRESESB. CRESESB, 2021. Potencial Solar - SunData v 3.0. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em novembro 2021.
- LABREN. LABREN, 2021. Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (2017). Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acessado em novembro 2021.
- PINHO João Tavares, GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, Rio de Janeiro, Março de 2014.
- SOUZA Ronilson di. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica**. 2016
- WINAICO. WINAICO, 2021. 11 defeitos comuns de painéis solares e como evita-los. Disponível em: <<https://www.winaico.com/blog/common-solar-panel-defects/>> Acesso em dezembro 2021
- YIN Robert **Estudo de Caso: Planejamento e Métodos**, 2ª edição, São Paulo, 2003.
- CRESWELL John W. **Projeto de Pesquisa: métodos qualitativo, quantitativo e misto**, São Paulo, 2010.
- SOLAR VIEW. SOLARVIEW, 2021. **O que é desvio azimutal?** Disponível em: <<https://solarview.zendesk.com/hc/pt-br/articles/360052570352-O-que-%C3%A9-desvio-azimutal>>. Acesso em dezembro 2021
- STROSKI, Pedro Ney. Como painéis solares funcionam, parte 2. **ElectricalELibrary**, 2021. Disponível em: <<https://www.electricalibrary.com/2017/07/31/como-paineis-solares-fotovoltaicos-funcionam-parte-2/>>. Acesso em dezembro 2021

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre de 2021.**

ANPTEC Engenharia e Projetos. **Curso Sistemas Fotovoltaicos *on-grid* e *off-grid* projetista e instalador**, Bahia, 2016.

ARAÚJO, Ana Julia Nunes de, RANK, Narah Iuata, BUENO, Talita Bezerra de Araújo. **ANÁLISE DOS FATORES DE PERDAS NOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA EM CURITIBA**, Curitiba, 2016.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 10899: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro. 2006.

Governo do Estado da Bahia, **Atlas Solar Bahia**, 2018.

Ministério de Minas e Energias, Empresa de Pesquisa em Enenergia, **Balanço Energético Nacional**, 2021.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414**, 9 de setembro de 2010.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482**, 17 de abril de 2012.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687**, 24 de novembro de 2015.

ANEEL. **Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição PRODIST**, 2017.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, **NBR 14039**: Instalações Elétrica de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV, Rio de Janeiro, 2005.

A. B. d. N. Técnicas, **NBR 5356** - Transformadores de potência: Parte 11: Transformadores do tipo seco - Especificação, Rio de Janeiro, 2016.

ENEL, **ET-125: Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição**, 2019.

NEOENERGIA, **FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO À EDIFICAÇÃO INDIVIDUAL (DIS-NOR-036)**, outubro 2020.

ANEEL FAQ GD - Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012, 2017.

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída**, 2ª edição, Brasília- Distrito Federal, maio-2016.

TONOLO, Édwin Augusto, **ANÁLISE DOS FATORES DE PERDAS NOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA UTFPR CAMPUS CURITIBA**, Curitiba, 2019.

The German Energy Society, **Planning and Installing Photovoltaic Systems A guide for installers, architects and engineers**, 2ª edição, Berlim, 2008

ALDO SOLAR. Aldo, 2021. GERADOR DE ENERGIA SOLAR GROWATT SEM ESTRUTURA ALDO SOLAR ON GRID (127620-4). Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/loja/produto/127620-4/gerador-de-energia-solar-growatt-sem-estrutura-aldo-solar-on-grid-gf-1035kwp-jinko-tiger-pro-mono-450w-max-75kw-7mppt-trif-380v>>. Acesso em janeiro 2022

ALDO SOLAR. Aldo, 2021. GERADOR DE ENERGIA SOLAR GROWATT SEM ESTRUTURA ALDO SOLAR ON GRID (153232-3). Disponível em> <<https://www.aldo.com.br/loja/produto/153232-3/gerador-de-energia-solar-growatt-sem-estrutura-aldo-solar-on-grid-gf-107kwp-phono-half-cell-mono-535w-max-75kw-7mppt-trif-380v>>. Acesso em janeiro 2022

ALDO SOLAR. Aldo, 2021. GERADOR DE ENERGIA SOLAR DEYE MICRO INVERSOR SEM ESTRUTURA ALDO SOLAR ON GRID (153165-2). Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/loja/produto/153165-2/gerador-de-energia-solar-deye-micro-inversor-sem-estrutura-aldo-solar-on-grid-gf-18kwp-jinko-tiger-pro-mono-450w-sun-2kw-4mppt-mono-220v>>. Acesso em janeiro 2022

ALDO SOLAR. Aldo, 2021. GERADOR DE ENERGIA SOLAR DEYE MICRO INVERSOR SEM ESTRUTURA ALDO SOLAR ON GRID (153360-6). Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/loja/produto/153360-6/gerador-de-energia-solar-deye-micro-inversor-sem-estrutura-aldo-solar-on-grid-gf-214kwp-phono-half-cell-mono-535w-sun-2kw-4mppt-mono-220v>>. Acesso em janeiro 2022

JinKo Solar, **Datasheet Tiger Pro 60HC 440-460 Watt**, disponível em: www.jinkosolar.com, acesso em dezembro 2021

Phono Solar, **Datasheet PS535M6H-24TH**, disponível em: www.phonosolar.com, acesso em dezembro 2021

International Energy Agency, **Global Energy Review 2021**, 2021.

Climate Watch, **Top 10 Greenhouse Gas Emitters: 2016**, 2016

Climate Watch, **Top 10 Greenhouse Gas Emitters: 2018**, 2018

Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil e Ambiental (PPGECAM)- UFPB , **BOLETIM ANUAL SOBRE A CHUVA NO BRASIL**, maio 2021

NASCIMENTO, Luciano. **Melhora nível de reservatórios de usinas hidrelétricas, diz NOS**, 27 de janeiro de 2021, disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2021-12/melhora-nivel-de-reservatorios-de-usinas-hidreletricas-diz-ons>, acesso em janeiro 2022.

FADIGAS, Eliane Aparecida Faria Amaral. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica**,