

---

**Estudo do processo de homologação de uma  
unidade de microgeração no sistema elétrico  
nacional**

---

**Gabriel Oliveira Jacó**



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Uberlândia  
2022



**Gabriel Oliveira Jacó**

**Estudo do processo de homologação de uma  
unidade de microgeração no sistema elétrico  
nacional**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para a obtenção do diploma de graduação em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: José Roberto Camacho

Uberlândia

2022



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA**  
 Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica  
 Av. João Naves de Ávila, 2121 - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902  
 Telefone: +55 (34) 3239-4708 - cocel@ufu.br



### ATA DE DEFESA - GRADUAÇÃO

Curso de Graduação em:	1449BI - Graduação em Engenharia Elétrica: Bacharelado - Integral				
Defesa de:	FEELT31901 - Trabalho de Conclusão de Curso em Sistemas de Energia				
Data:	04/04/2022	Hora de início:	10h	Hora de encerramento:	11h
Matrícula do Discente:	11421EEL012				
Nome do Discente:	Gabriel Oliveira Jacó				
Título do Trabalho:	Estudo do processo de homologação de uma unidade de microgeração no sistema elétrico nacional				
A carga horária curricular foi cumprida integralmente?	( X ) Sim ( ) Não				

Reuniu-se remotamente, em sala virtual de plataforma digital de comunicação, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: **Professores: Carlos Eduardo Tavares (FEELT/UFU); Luciano Coutinho Gome (FEELT/UFU); e José Roberto Camacho (FEELT/UFU)**, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos, o(a) presidente da mesa, Dr(a). **José Roberto Camacho**, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao discente a palavra, para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do curso.

A seguir o(a) senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a) sem nota.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **José Roberto Camacho, Professor(a) do Magistério Superior**, em 04/04/2022, às 11:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Luciano Coutinho Gomes, Professor(a) do Magistério Superior**, em 04/04/2022, às 11:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Eduardo Tavares, Professor(a) do Magistério Superior**, em 04/04/2022, às 11:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://www.sei.ufu.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **3488002** e o código CRC **1F935CE8**.

Referência: Processo nº 23117.022167/2022-33

SEI nº 3488002



*Este trabalho é dedicado à minha família, que sempre me encorajou e aos meus amigos,  
que jamais me abandonaram.*





---

# Agradecimentos

Gostaria de agradecer meus pais, César Moreira Jacó e Fabíola Lino de Oliveira, que me formaram como cidadão e batalharam para que eu pudesse cursar o ensino superior.

Gostaria de agradecer meus irmãos, Thiago Oliveira Jacó e Daniel Oliveira Jacó, pelas conversas e pelo apoio emocional que foram indispensáveis em momentos difíceis.

Gostaria de agradecer ao orientador, Professor Dr. José Roberto Camacho, pela orientação e paciência no desenvolvimento deste trabalho.

Gostaria de agradecer à Universidade Federal de Uberlândia e à Faculdade de Engenharia Elétrica. Sem o fomento à educação pública, dificilmente eu e muitos outros brasileiros teríamos acesso ao ensino superior.



*“A crise da educação no Brasil não é uma crise; É um projeto.”  
(Darcy Ribeiro)*



---

## Resumo

Em 2012, através da *Resolução Normativa 482 (REN 482)* da *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*, o consumidor de energia passou a ter a opção de instalar em sua *Unidade Consumidora (UC)* um sistema de geração de energia e ligá-lo a rede da concessionária, sendo esta modalidade definida como *Geração Distribuída (GD)*. Entre as opções de geração, a mais utilizada neste cenário é a fotovoltaica. Sendo assim, propõe-se então discorrer sobre o processo de homologação de uma *UC* na modalidade de *GD* utilizando um gerador fotovoltaico. A luz de que a maioria das *UC* em *GD* pertence à classificação de microgeração, isto é, menor que 75 kW de potência, dar-se-á foco a esta modalidade.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. Gerador Fotovoltaico. Microgeração.



---

# Abstract

Since 2012, thru National Electric Energy Agency (NEEA) Normative Resolution 482 (NRE 482), the consumer begun to have the option to install in his Consumer's Unit (CU) an energy generator, with the option to plug it into the electric system of his city, being that practice denominated Distributed Generation (DG). Between the generator options, the most used in this cenario is photovoltaics. In that way, the propose is to go thru the homologation process of an CU as a DG, by using a photovoltaic generator. Knowing that most CU that are classified as DG belongs to the microgenerator subclassification, that is, below 75 kW of power, that is going to be the focus of the work.

**Keywords:** Distributed Generation, Photovoltaic Generator, Microgeneration.





---

## Lista de ilustrações

Figura 1 – Foto do disjuntor de entrada do cliente A . . . . .	25
Figura 2 – Foto do disjuntor de entrada do cliente B . . . . .	26
Figura 3 – Tabela 1 da NTC04 da ENELI . . . . .	27
Figura 4 – Tabela 21 da ND5 da CEMIG . . . . .	28
Figura 5 – Código do poste . . . . .	29
Figura 6 – Número do medidor . . . . .	30
Figura 7 – Estrutura do telhado do cliente A . . . . .	30
Figura 8 – Estimativa da área disponível no Google Earth para o cliente A . . . . .	31
Figura 9 – Telhado disponível para o cliente B . . . . .	31
Figura 10 – Fachada do local de instalação do cliente A . . . . .	32
Figura 11 – Interface do Software Sun Surveyor para o cliente A . . . . .	32
Figura 12 – Dados de Irradiação para o cliente A . . . . .	33
Figura 13 – Ábaco de Goiânia- GO para o cliente A . . . . .	34
Figura 14 – Dados de irradiação para o cliente B . . . . .	35
Figura 15 – Ábaco de Belo Horizonte, MG para o cliente B . . . . .	36
Figura 16 – Características elétricas para variadas irradiações . . . . .	37
Figura 17 – Diagrama de blocos do controle MPPT . . . . .	38
Figura 18 – Esquema de geração de energia solar ligada a rede . . . . .	40
Figura 19 – Perdas de um sistema fotovoltaico . . . . .	41
Figura 20 – Conjunto para o cliente A . . . . .	43
Figura 21 – Distância mínima dos fixadores . . . . .	44
Figura 22 – Dados técnicos do Microinversor QS1 . . . . .	45
Figura 23 – Dados técnicos do módulo Canadian 410w . . . . .	46
Figura 24 – Diagrama elétrico: CLAMPER Solar SB 1000 1-2E/2S . . . . .	47
Figura 25 – Cabos CA para inversores Growatt MIC . . . . .	47
Figura 26 – Esquema de ligação dos módulos no microinversor . . . . .	48
Figura 27 – Análise Financeira do projeto UFV A . . . . .	50
Figura 28 – Gráfico comparativo entre 2 investimentos UFV A . . . . .	51

Figura 29 – Análise Financeira do projeto UFV B . . . . .	53
Figura 30 – Gráfico comparativo entre 2 investimentos UFV B . . . . .	54
Figura 31 – Processo de homologação de microgeradores . . . . .	55
Figura 32 – Processo de homologação de microgeradores . . . . .	56
Figura 33 – Processo de homologação de microgeradores . . . . .	57
Figura 34 – Inversor instalado . . . . .	58
Figura 35 – Módulos instalados no cliente A . . . . .	58
Figura 36 – Microinversor instalado . . . . .	59
Figura 37 – Módulos no telhado do cliente B . . . . .	59
Figura 38 – Dados de geração do cliente B . . . . .	62

---

## Lista de siglas

**ANEEL** Agência Nacional de Energia Elétrica

**NEEA** National Electric Energy Agency

**REN 482** Resolução Normativa 482

**NRE 482** Normative Resolution 482

**UC** Unidade Consumidora

**CU** Consumer's Unit

**GD** Geração Distribuída

**DG** Distributed Generation

**DPS** Dispositivo de Proteção Contra Surto

**MPPT** Maximum Power Point Tracker

**MPP** Maximum Power Point

**QG** Quadro Geral



---

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Histórico de consumo dos clientes . . . . .	24
Tabela 2 – Classificação das Unidades Consumidoras . . . . .	26
Tabela 3 – Conjunto gerador para o cliente B . . . . .	43
Tabela 4 – Tabela de geração . . . . .	60
Tabela 5 – Tabela de geração UFV- B . . . . .	61



---

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	<b>21</b>
<b>1.1</b>	<b>Motivação</b> . . . . .	<b>21</b>
<b>1.2</b>	<b>Organização do Trabalho</b> . . . . .	<b>22</b>
<b>2</b>	<b>DIMENSIONAMENTO</b> . . . . .	<b>23</b>
<b>2.1</b>	<b>Levantamento de dados</b> . . . . .	<b>23</b>
2.1.1	Definindo a expectativa de geração . . . . .	23
2.1.2	Aterramento . . . . .	24
2.1.3	Informações adicionais . . . . .	25
2.1.4	Necessidade de adequação de padrão . . . . .	25
2.1.5	Informações para o diagrama unifilar . . . . .	29
2.1.6	Características de área e de estrutura . . . . .	30
2.1.7	Sombreamento . . . . .	32
2.1.8	Irradiação Solar . . . . .	33
<b>2.2</b>	<b>Dimensionando os equipamentos necessários</b> . . . . .	<b>36</b>
2.2.1	Tecnologias e equipamentos . . . . .	36
2.2.2	Calculando a Potência necessária . . . . .	40
2.2.3	Escolha do conjunto gerador . . . . .	42
<b>2.3</b>	<b>Critério da área disponível</b> . . . . .	<b>43</b>
2.3.1	Área do cliente A . . . . .	43
2.3.2	Área do cliente B . . . . .	44
<b>2.4</b>	<b>Critério da compatibilidade elétrica</b> . . . . .	<b>44</b>
2.4.1	Compatibilidade elétrica para o cliente A . . . . .	45
2.4.2	Compatibilidade elétrica para o cliente B . . . . .	45
<b>2.5</b>	<b>Critérios de segurança</b> . . . . .	<b>46</b>
2.5.1	Critérios de segurança para o cliente A . . . . .	46
2.5.2	Critérios de segurança para o cliente B . . . . .	48

<b>3</b>	<b>ANÁLISE FINANCEIRA . . . . .</b>	<b>49</b>
<b>3.1</b>	<b>UFV A . . . . .</b>	<b>49</b>
<b>3.2</b>	<b>UFV B . . . . .</b>	<b>52</b>
<b>4</b>	<b>HOMOLOGAÇÃO, COMISSIONAMENTO E RESULTADOS</b>	<b>55</b>
<b>4.1</b>	<b>Homologação . . . . .</b>	<b>55</b>
4.1.1	UFV A . . . . .	55
4.1.2	UFV B . . . . .	56
<b>4.2</b>	<b>Comissionamento . . . . .</b>	<b>57</b>
4.2.1	UFV A . . . . .	57
4.2.2	UFV B . . . . .	59
<b>4.3</b>	<b>Resultados . . . . .</b>	<b>60</b>
4.3.1	UFV A . . . . .	60
4.3.2	UFV B . . . . .	60
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS . . . . .</b>	<b>63</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>65</b>



---

# Introdução

## 1.1 Motivação

A energia elétrica se tornou parte essencial do mundo moderno. Hoje, pode-se traçar um paralelo entre demanda por energia elétrica e o PIB de um determinado país de maneira diretamente proporcional (CATAPAN, 2011).

Cada vez mais é exigido pela comunidade internacional uma maior preocupação quanto ao impacto ambiental do desenvolvimento econômico (BLOOMBERG, 2021).

É observado por artigos que o crescimento da demanda por energia elétrica não foi acompanhado por investimentos no setor de geração (MIRANDA, 2003).

No Brasil a situação não é diferente. Hoje tem-se que a matriz de geração de energia vem principalmente de grandes hidrelétricas (EPE, 2021), que demandam alto investimento inicial estatal e um período de construção relativamente elevado (CIMENTO ITAMBÉ, 2012). Infere-se que hoje as fontes renováveis (eólica e solar) são as maiores responsáveis pelo crescimento da matriz de geração de energia, mostrando que grandes projetos de geração hidrelétrica tem perdido força. Adicionalmente, percebe-se um crescimento de potência instalada de usinas termelétricas, mostrando que a demanda por energia tem aumentado mas as fontes renováveis ainda não são suficientes para atender as demandas de crescimento (ANEEL, 2022).

Neste contexto, espera-se um crescimento cada vez maior de microgeradores, ao passo que os consumidores deverão combater a escalada do preço de energia aderindo ao sistema de GD, uma vez que o preço dos sistemas de microgeração por kWp tem se tornado cada vez mais atrativos (GREENER, 2022) e o preço da energia elétrica tem crescido mais rápido do que a inflação (AGENCIA INFRA, 2019).

Paralelamente, tem-se a recente aprovação do *marco legal da geração distribuída* (GOVERNO FEDERAL, 2022) que estabelece prazos para fim da isenção da tarifa do uso de distribuição do sistema de energia elétrica, associada ao custos de distribuição. O marco é encarado como uma garantia legal de isenção do custo do uso do sistema de distribuição para aqueles que já aderiram a GD por 25 anos e gradualmente menos para aqueles que

aderirem no futuro.

Todos estes fatores combinados apontam para uma maior adoção dos consumidores cativos de concessionárias ao sistema GD. Entende-se que, apesar dos projetos de energia solar não representarem a maior potência instalada, eles representam o maior número de projetos sendo construídos no Brasil (ANEEL, 2022). Por este motivo cabe entender como funciona o processo de homologação de microgeradores (até 75kW) uma vez que estes representam o maior número de instalações.

## 1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho está estruturado de acordo com a descrição a seguir:

No capítulo 2 é apresentado o dimensionamento de dois casos reais de sistemas fotovoltaicos. É feito um comentário a respeito dos parâmetros que devem ser observados pelo projetista, das informações relevantes que já devem ser coletadas em primeira visita e de práticas comerciais que geralmente circundam o processo de dimensionamento que não são usualmente citadas em bibliografia acadêmica.

No capítulo 3 será feita uma análise de viabilidade econômica. Ao comparar opções de investimento, tem-se quantitativamente as suas diferenças e pode-se avaliar com maior assertividade qual opção é mais vantajosa.

No capítulo 4 será discutido o comissionamento dos equipamentos e a solicitação de vistoria. Neste capítulo são explicitadas as exigências de duas concessionárias. São mostrados os testes necessários para o inversor instalado e os parâmetros de qualidade que devem ser seguidos no intuito de garantir a aprovação. Também será apresentado o histórico de geração das usinas de exemplo e a validação do método de dimensionamento utilizado.

No capítulo 5 será pontuado possíveis melhorias no método de dimensionamento e possíveis pontos de abordagem para trabalhos futuros.

---

## Dimensionamento

### 2.1 Levantamento de dados

#### 2.1.1 Definindo a expectativa de geração

Para dar início ao projeto o primeiro passo é fazer um levantamento de dados. Inicialmente, calcula-se a quantidade de energia que o sistema precisará entregar mensalmente para abater a média mensal do consumo do cliente em kWh. De maneira geral, através de uma consulta à fatura de energia é possível obter um histórico dos últimos 12 meses.

Deve-se utilizar este dado com cautela, uma vez que nem sempre a media anual representa a realidade de consumo do cliente. Casos como instalações novas, instalações rurais ou apenas desvios na rotina do cliente podem gerar irregularidades no histórico de consumo de energia elétrica apresentado na fatura.

Ao observar um consumo irregular, o projetista deve investigar, por meio de entrevista do cliente ou por outros métodos, a possível causa e fazer as devidas considerações que julgar necessárias. É importante ser transparente com o cliente quanto ao que foi considerado.

Na tabela 1 é exposto um exemplo de histórico de consumo de energia de duas unidades já projetadas e homologadas quando estas estavam na etapa inicial de dimensionamento. Os dados foram obtidos através de consulta às faturas de energia dos clientes.

Nesta etapa, é importante questionar também sobre futuras intenções do cliente com respeito a instalação, isto é, questionar se o cliente pretende instalar ar-condicionado em algum ambiente novo, ou se há alguma reforma significativa como a troca de um eletrodoméstico, a instalação de aquecimento elétrico em piscinas, entre outras. Com essas informações, cabe ao projetista estimar o consumo dos equipamentos adicionais citados pelo cliente.

Tabela 1 – Histórico de consumo dos clientes

Mês	Consumo Unidade A [kWh]	Consumo Unidade B [kWh]
Janeiro	197	150
Fevereiro	185	147
Março	184	156
Abril	201	165
Mai	161	132
Junho	191	129
Julho	183	157
Agosto	193	182
Setembro	194	171
Outubro	225	172
Novembro	182	170
Dezembro	190	140
<b>Média</b>	<b>185,5</b>	<b>155,9</b>

Fonte: Autor

### 2.1.1.1 Expectativa de geração para o cliente A

No caso da unidade consumidora A, o cliente informou que, apesar de sua média anual de consumo, isto é, a média dos 12 últimos meses, ser de 185,5 kWh, conforme mostra a tabela 1, foi optado por um gerador que seja projetada para gerar 500 kWh por mês em média ao longo do ano. O cliente informou que aumentará seu consumo pois instalará aparelhos de ar-condicionado em sua residência. Sabe-se que o consumo médio de um aparelho de ar condicionado tipo split de 15.000 BTU funcionando 8 horas por dia durante 30 dias consome cerca de 193,76 kWh (PROCEL, 2022). O cliente adicionou que esta não seria a única adição e que, pela incerteza de como seria seu consumo pós reforma, preferiu-se considerar 500 kWh.

### 2.1.1.2 Expectativa de geração para o cliente B

Foi solicitado pelo cliente da unidade B que fosse considerado a instalação de dois aparelhos de ar condicionado de 9.000 BTU's cada. Considerando 8 horas de uso diário por 30 dias tem-se que este aparelho consome 128,8 kWh cada, em média (PROCEL, 2022). Somado ao consumo médio relatado na tabela 1 infere-se que o gerador fotovoltaico deverá entregar 413,5 kWh por mês em média ao longo do ano.

## 2.1.2 Aterramento

Outro ponto que deve ser avaliado é a instalação elétrica da Unidade Consumidora (UC) como um todo. Deve ser observado se o local onde o gerador será instalado possui aterramento adequado e se no Quadro Geral (QG) existe Dispositivo de Proteção Contra Surto (DPS). Deve-se observar também as condições gerais dos disjuntores presentes no local e as condições gerais do QG. Nos casos avaliados não haviam espaços no QG, não

havia DPS e não haviam aterramentos nas residências. Uma empresa parceira prestou o serviço de adequação do aterramento de ambas as unidades.

### 2.1.3 Informações adicionais

Na prática, a fim de evitar revisitar o local, é recomendado que sejam tiradas fotos e vídeos de tudo que for avaliado. Essas fotos e vídeos devem ser devidamente separadas e catalogadas para facilitar a consulta e evitar retrabalho.

Também deve ser informado, neste levantamento de dados, a possibilidade do cliente solicitar fazer parte da modalidade de auto-consumo remoto, descrito na REN 482 (ANEEL, 2012). Esta modalidade permite abater o consumo de uma UC utilizando o excedente de energia gerado em outra UC, desde que as duas pertençam à mesma área de concessão e estejam sob a responsabilidade do mesmo titular. Nos casos avaliados os clientes não relataram ter interesse em abater o consumo de nenhuma outra unidade.

### 2.1.4 Necessidade de adequação de padrão

Estuda-se também, nesta etapa de organização do projeto, a qual classe pertence a instalação atual para verificar a possibilidade de ser exigido uma adequação pela concessionária.(ENEL, 2016). A classe pode ser consultada juntando a informação do disjuntor de entrada do cliente e de dados em sua fatura.



Figura 1 – Foto do disjuntor de entrada do cliente A

Fonte: Autor

Analisando a tabela 2 já é possível verificar diferenças pequenas no sistema de classificação de UC entre diferentes concessionárias de energia. Apesar de ser referido um



Figura 2 – Foto do disjuntor de entrada do cliente B

Fonte: Autor

Tabela 2 – Classificação das Unidades Consumidoras

Característica	Unidade A	Unidade B
Grupo	B	H (CEMIG, 2017)
Subgrupo	B1	H2 (CEMIG, 2017)
Classe	Residencial	Residencial Bifásico
Subclasse	Residencial Normal	Residencial
Tipo de Fornecimento	Monofásico	Bifásico
Modalidade Tarifária	Convencional	Convencional

Fonte: Autor

"Grupo" e "Subgrupo" para a unidade A, essa característica não é a mesma que a classe de fornecimento, sendo necessário realizar uma consulta a NTC 04 (ENEL, 2016) para avaliar a sua classe de fornecimento. Para o cliente B, tal consulta deve ser realizada na ND 05 (CEMIG, 2017). A referida tabela está disponível na figura 4.

Analisando as figuras 1, 2 e a tabela 2 pode-se inferir que o cliente A recebe tensão monofásica e possui um disjuntor de entrada de 40A. Já o cliente B recebe tensão bifásica e possui um disjuntor de entrada de 60A. Em posse destas informações pode-se consultar a tabela 1 no anexo A da NTC 04, apresentada aqui como figura 3, juntamente com a tabela 21 da ND 05, apresentada aqui como figura 4, e determinar a potência máxima que podemos instalar nestas unidades sem a necessidade de adequação na rede.

Verifica-se na figura 3 que a categoria do cliente A é a M2 e pode-se instalar uma potência de até 9 kW. Já para o cliente B verifica-se, através da figura 4 que pode-se instalar uma potência de até 15 kW. Se a potência do projeto não ultrapassar esse limite,

TABELA 1  
LIMITAÇÕES DE FORNECIMENTO E DIMENSIONAMENTOS - EDIFICAÇÕES INDIVIDUAIS

CATEGORIA	POTÊNCIA INSTALADA (kW)	DEMANDA PROVÁVEL (kVA)	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO (A)	CONDUTORES				TIPO DE LIGAÇÃO	POTÊNCIA DO MAIOR MOTOR OU SOLDADA A MOTOR (CV)			POTÊNCIA DA MAIOR MÁQUINA DE SOLDADA A TRANSFORMADOR (kVA)			TAMANHO NOMINAL DO ELETRODUTO (mm)			
				RAMAL DE		ATERRAMENTO	FASES		FIOS	F-N	F-F	TRIF.	F-N	F-F	TRIF.	RAMAL DE ENTRADA	ATERRAMENTO	
				LIGAÇÃO AÉREO ALUMÍNIO MULTIPLEX (mm <sup>2</sup> )	ENTRADA COBRE (mm <sup>2</sup> )													
					PVC (70°C)													EPR/XLPE (90°C)
M1	Até 5	-x-	30	10	6	6	10	1	2	1	-x-	-x-	-x-	-x-	25	16		
M2	De 5,1 a 9	-x-	40	10	10	6	10	1	2	3	-x-	-x-	-x-	25	16			
M3	De 9,1 a 12	-x-	60	10	16	10	16	1	2	3	-x-	-x-	-x-	32	16			
B1	De 12,1 a 20	-x-	50	10	10	10	10	2	3	3	5	6	9	32	16			
B2	De 20,1 a 25	-x-	60	16	16	10	16	2	3	3	5	6	9	32	16			
T1	-x-	Até 26	40	10	10	6	10	3	4	3	5	6	9	32	16			
T2	-x-	De 26,1 a 39	60	16	16	10	16	3	4	5	5	8	9	40	16			
T3	-x-	De 39,1 a 46	70	25	25	16	16	3	4	7,5	10	9	12	50	16			
T4	-x-	De 46,1 a 66	100	35	35	25	16	3	4	7,5	12	9	15	50	16			
T5	-x-	De 66 a 75	125	-	-	-	16	3	4	7,5	12	9	15	-	16			

\* Trifásico com retificação em ponte.

Figura 3 – Tabela 1 da NTC04 da ENELI

Fonte: Adaptado de (ENEL, 2016)

**TABELA 21**  
**DIMENSIONAMENTO PARA UNIDADES CONSUMIDORAS URBANAS OU RURAIS ATENDIDAS POR REDES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIAS MONOFÁSICAS LOCALIZADAS EM VIA PÚBLICA (120/240V) – LIGAÇÕES DE BAIXA TENSÃO A 2 E 3 FIOS**

Fornecimento	Faixa	Carga instalada em kW para consumidor tipo G, H1 e H2		Número de Fios	Proteção		Ramal de Entrada		Aterramento		Poste		Pontalete (Nota 3)									
		de	até		Disjuntor termomagnético	Conductor Cobre PVC - 70°C (3)	Eletroduto	Conductor	Eletroduto	Mesmo Lado Da Rede	Lado Oposto Da Rede	Conductor de proteção (mm²)		Concreto	Aço	Concreto						
G	G1	-	5,0	2	1	A	40	mm	6	6	1	6	Tipo									
	G2	5,1	6,5											32	25	PA1	PA4	PC1	PA5	PA6	PC2	
	G3	6,6	10,0																			
H	H1	-	10	3	2	150	70	60	50	10	2	35	PT1									
	H2	10,1	15,0											60	63	16	32	40	40	50	50	50
	H3	-	20,0																			
	H4	20,1	30,0											200(Ver Nota 7)	200	95	75	65	65	65	65	
	H5	30,1	36																			200(Ver Nota 7)
	H6	36,1	50											200(Ver Nota 7)	200	95	75	65	65	65	65	

**NOTAS:**

1. A utilização de redes primárias mono-fásicas para o atendimento de unidades consumidoras dos tipos G e H deve ser criteriosamente avaliada em relação ao cumprimento dos parâmetros de qualidade de energia determinados pela Aneel.
2. A utilização de redes primárias mono-fásicas para atendimento de unidades consumidoras dos tipos G e H deve ser aplicada com a utilização de tantos transformadores de distribuição quanto necessários a fim de atender os parâmetros de qualidade (principalmente tensão de fornecimento) estabelecidos pela Aneel.
3. As características técnicas dos postes e pontaletes estão indicadas nos Desenhos 54 e 55. O engastamento dos postes deve ser em base concretada para o fornecimento tipo H e simples para o fornecimento tipo G.
4. As seções dos condutores e os diâmetros dos eletrodutos são mínimos.
5. Para condutores com seção igual ou superior a 10 mm<sup>2</sup> é obrigatório o uso de cabo.
6. O condutor neutro do ramal de entrada deve ter seção igual a dos condutores fase.
7. A faixa H6 deve ser atendida utilizando disjuntor tripolar padrão IEC com corrente de disparo ajustável. A corrente de disparo deve ser ajustada para o valor de 200 A e deve ser selecionada a curva "C" de atuação do disjuntor. O polo central do disjuntor não deve ser utilizado.
8. Para o novo padrão de medição devem ser utilizados os disjuntores IEC (até 125A) ou NEMA (acima de 125A) conforme tabela acima e demais critérios do Anexo D.
9. Os disjuntores devem ser de um dos modelos homologados pela Cemig listados no Manual do Consumidor nº 11.
10. As faixas H4, H5 e H6 podem ser atendidas com medidor de ligação direta de 15/120A (H4) ou 30/200A (H5 ou H6) ou com medidor de ligação indireta de 2,5/10A. Como esses medidores podem ser trifásicos, e em baixa tensão são fornecidas 2 fases e neutro, o elemento de tensão e corrente da fase B dos medidores trifásicos deve permanecer desconectado.

Figura 4 – Tabela 21 da ND5 da CEMIG

Fonte: Adaptado de (CEMIG, 2017)



os projetos não precisarão de adequação na rede.

Neste momento é feito uma ressalva para o cliente B. Uma vez que este cliente é da concessionária CEMIG, o cliente tem caixa de medição e proteção em conformidade com as exigências da *ND5* (CEMIG, 2017). No caso de clientes monofásicos desta concessionária é exigido a adequação da caixa de medição de proteção do padrão CM-1 para o padrão CM-2. Tal ressalva é uma exigência da concessionária CEMIG, não sendo necessário avaliar essa possibilidade para o cliente A, da concessionária Enel.

Isso acontece tendo em vista que a caixa CM-1 nas exigências da CEMIG apresenta dimensões físicas que impossibilitam a instalação do medidor bidirecional de maneira segura.

No caso do cliente B esta adequação não se fez necessária, uma vez que o cliente já possuía caixa de medição e proteção no padrão CM-2, entretanto foi necessário trocar o disjuntor de entrada para um modelo mais atual.

### 2.1.5 Informações para o diagrama unifilar

Também é coletado, como informação adicional para o cliente da concessionária A, a fim de elaboração do diagrama unifilar, o código do poste no qual o consumidor é conectado e o número do medidor da unidade consumidora. Apesar da segunda estar disponível na fatura de energia, é sensato que seja fotografado o que está instalado, uma vez que nem sempre as informações da fatura estão atualizadas e na elaboração do diagrama unifilar deve prevalecer aquilo que realmente está no local. Além dessas, é necessário adicionar um diagrama descrevendo o ramal de entrada, algumas recomendações de segurança citadas na NTC71 (ENEL, 2016), uma planta de situação, uma tabela com as características do *datasheet* do módulo utilizado e especificações dos arranjos utilizados e da sinalização de geração própria.

Para o caso do consumidor B basta que o diagrama unifilar apresenta uma planta de situação, um diagrama de blocos mostrando o esquema de ligação e as especificações da placa de sinalização de geração própria.



Figura 5 – Código do poste

Fonte: Autor



Figura 6 – Número do medidor

Fonte: Autor

### 2.1.6 Características de área e de estrutura

Coleta-se também informações a respeito das condições físicas do local de instalação do projeto. Coleta-se o tipo de telha e estrutura do telhado, sua inclinação e a direção geográfica de sua queda para instalações em telhado ou as singularidades do terreno em caso de instalação no solo. Destas informações também recomenda-se tirar fotos e vídeos.

Na unidade do cliente A, através do uso de ferramentas disponíveis no software *Google Earth* podemos estimar a área disponível.



Figura 7 – Estrutura do telhado do cliente A

Fonte: Autor

Conforme inferido pelas figuras 7 e 8 pode-se extrair que as vigas estruturais são de madeira, as telhas são de cimento. Deve-se lembrar que o telhado é uma superfície inclinada e que o software faz uma estimativa baseada em área de superfícies com ângulo de inclinação de  $0^\circ$ . Considerando este fator, o software se apresenta como uma estimativa não confiável e, por isso, sempre devem ser realizadas medições do perímetro da área. Para o exemplo, tem-se um comprimento de aproximadamente 7,2m por uma largura total de 3,3m para a área superior e um comprimento de 5,2m por 3,2 m de largura para a área inferior. Ressalta-se que, por inferência da figura 8, a direção da queda do telhado é Noroeste. Essa informação é relevante para cálculo das perdas do projeto.

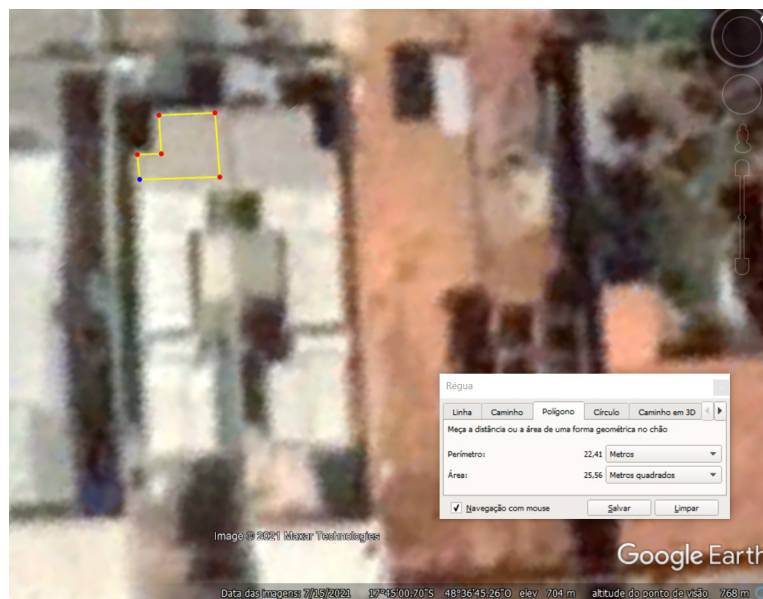


Figura 8 – Estimativa da área disponível no Google Earth para o cliente A

Fonte: Google Earth

Similarmente, o cliente B possui telhado com estrutura de madeira e telha colonial. Verifica-se, na figura 9, que há um telhado com queda para o Norte.

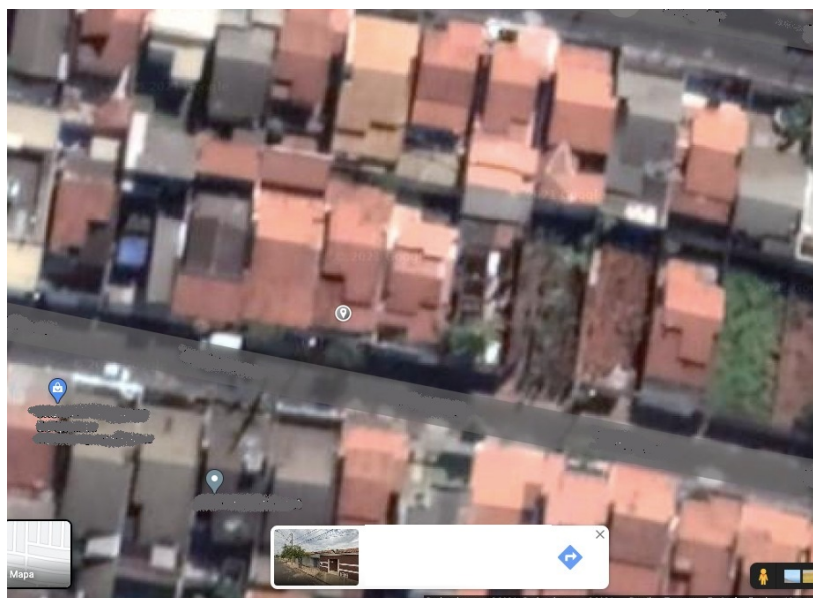


Figura 9 – Telhado disponível para o cliente B

Fonte: Autor

Para facilitar a busca do local é conveniente que se tire uma foto da fachada (Figura 10), além de anotar as coordenadas geográficas do local. A estimativa da área serve apenas para o projetista estimar a disposição dos painéis e coletar informações sobre o sentido da queda do telhado e não substitui em hipótese nenhuma a medição das dimensões da

área feita no local.



Figura 10 – Fachada do local de instalação do cliente A

Fonte: Autor

### 2.1.7 Sombreamento

É dever de quem está levantando as informações verificar a possibilidade de qualquer tipo de sombreamento na área avaliada. Uma ferramenta bastante útil que facilita nessa identificação é o software *Sun Surveyor* (Instalado no celular). O Software permite simular o movimento aparente do sol para determinada localização geográfica em diferentes datas. Normalmente, é útil estimar as faixas onde o movimento aparente está em seu extremo, isto é, nas datas dos solstícios. Desta maneira, é possível estimar se determinado objeto pode vir a sombrear a área prevista para instalação. Uma amostra da interface do programa esta disponível na figura 11.

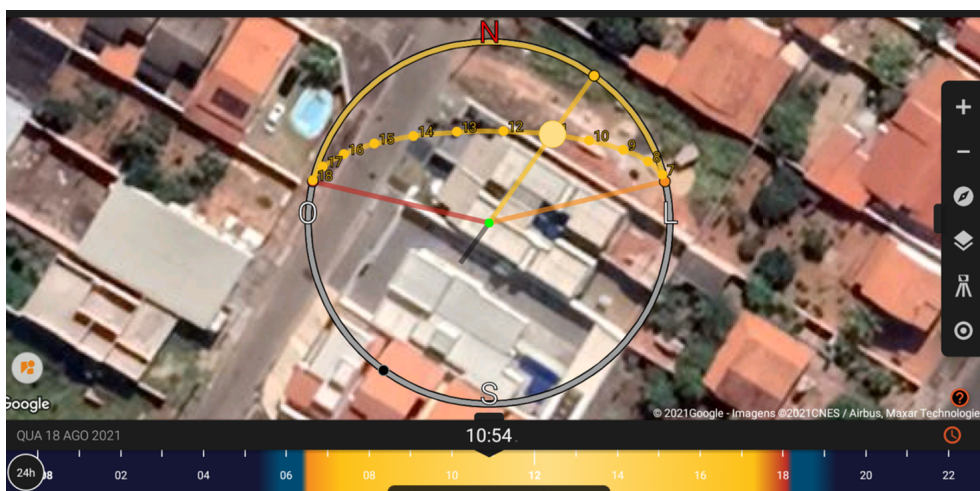


Figura 11 – Interface do Software Sun Surveyor para o cliente A

Fonte: Autor

Para o cliente B foi encontrado um possível ponto de sombreamento devido a uma antena de televisão do cliente. Foi solicitado para que, após a instalação, o cliente realoque a antena para evitar perdas de geração.

## 2.1.8 Irradiação Solar

Outra informação vital para um bom dimensionamento do projeto é a irradiação solar do local. De uma maneira geral, essa quantidade varia de acordo com a posição geográfica da instalação, o ângulo de inclinação dos módulos em relação ao solo, o relevo do solo no local onde sera instalado, as condições climáticas do local, as estações do ano e as horas do dia (SONNENENERGIE, 2008). Felizmente, pode-se considerar uma média anual deste valor de maneira a diminuir as variações ao longo do ano e expressa-la em quantidade de energia disponível por metro quadrado ao dia. Esses dados estão disponíveis para consulta por região geográfica no portal do *Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito* (CRESESB, 2022).

### 2.1.8.1 Irradiação para o cliente A

Para os valores de irradiação na instalação do cliente A, os valores obtidos pelo *Cresesb* estão expressos na figura 12.

#### Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Caldas Novas  
Município: Caldas Novas, GO - BRASIL  
Latitude: 17,701° S  
Longitude: 48,649° O

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,64	5,85	5,21	5,15	4,71	4,43	4,68	5,54	5,43	5,60	5,52	5,73	5,29	1,42
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	18° N	5,17	5,59	5,28	5,65	5,56	5,43	5,65	6,32	5,67	5,46	5,11	5,19	5,51	1,21
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	19° N	5,13	5,57	5,28	5,66	5,59	5,47	5,69	6,35	5,67	5,44	5,08	5,15	5,51	1,27
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	14° N	5,30	5,69	5,30	5,57	5,41	5,24	5,47	6,19	5,65	5,52	5,23	5,34	5,49	,96

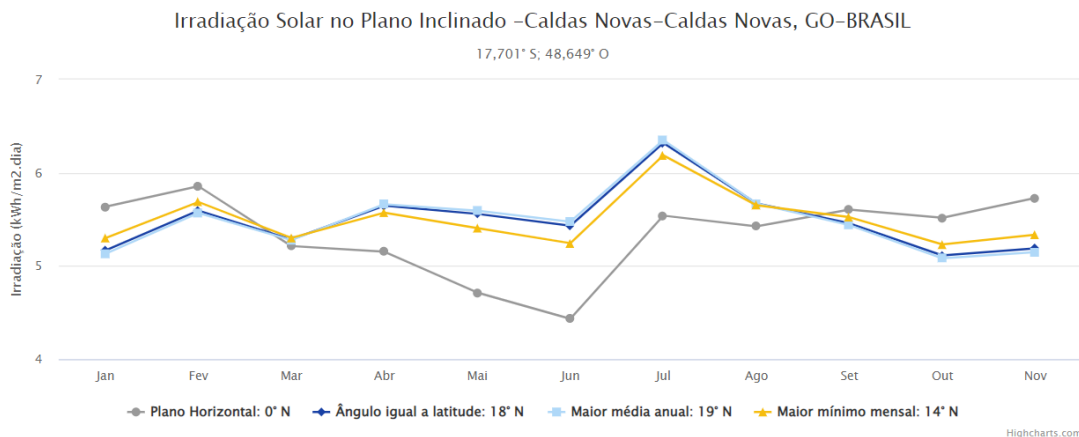


Figura 12 – Dados de Irradiação para o cliente A

Fonte: Adaptado de (CRESESB, 2022)

Inicialmente se considera a irradiação para o valor de  $0^{\circ}\text{N}$ . Da figura 12 infere-se que para essa consideração, tem-se uma irradiação de  $5,29 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ . Posteriormente, este valor será corrigido para considerar a queda do telhado.

Deve-se corrigir a irradiação para a inclinação real do telhado. Uma vez que para realizar medições precisas da irradiação são necessários equipamentos caros que precisam de calibração rotineiramente (SONNENENERGIE, 2008) além de um tempo de análise superior a um ano, o projetista fica diversas vezes impedido de realiza-las. Entretanto, existem ferramentas como o software PVSyst que permitem estimar os valores com bastante precisão, além de calcular diversos outros parâmetros como o impacto de sombreamentos parciais e fornecer uma simulação 3D da situação da planta analisada. Porém, como o software requer um maior tempo para elaboração do orçamento, usualmente se recorre a ele em casos de sistemas maiores. Para os sistemas menores ainda é muito utilizado ábacos para correção da inclinação.

No caso do cliente A, o município de instalação é Caldas Novas. Pode-se considerar, sem grandes prejuízos, o ábaco da cidade de Goiânia devido a proximidade geográfica (IV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E V CONFERENCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 2012). O ábaco utilizado está exposto na figura 13.



Figura 13 – Ábaco de Goiânia- GO para o cliente A

Fonte: Adaptado de (IV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E V CONFERENCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 2012)

A Partir das figuras 8, 10 e 13 pode-se inferir que deve-se considerar uma perda de 5% na irradiação anteriormente informada pelo CRESESB. Passamos então a considerar uma irradiação de 5,0255 kWh/m<sup>2</sup>.dia.

### 2.1.8.2 Irradiação para o cliente B

Para o caso do cliente B, a tabela com as informações de irradiação local esta disponível na figura 14.

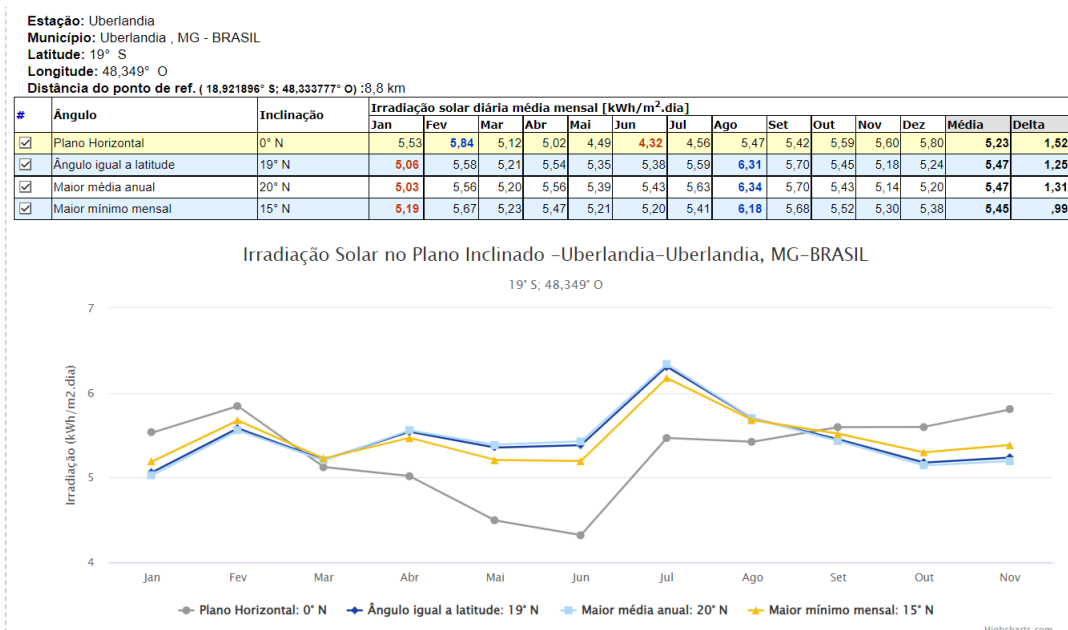


Figura 14 – Dados de irradiação para o cliente B

Fonte: Adaptado de (CRESESB, 2022)

Para o cliente B, pode-se verificar uma Irradiação no plano horizontal de 5,23 [kWh/m<sup>2</sup>.dia]. Neste caso, o cliente tem telhado com queda bem próxima ao Norte, segundo figura 9. Para este cliente, utilizou-se o ábaco da cidade de Belo Horizonte-MG. O ábaco está disponível na figura 15.

Neste caso, o cliente tem telhado com queda para o norte. Como foi considerada a irradiação horizontal, infere-se da figura 14 que qualquer inclinação de queda ao norte é benéfica para o valor da irradiação. Como consideramos quedas pequenas de telhado, pode-se considerar o telhado como plano horizontal sem prejuízo aos cálculos.

Ressalta-se, porém, que tal consideração não poderia ser realizada para geradores instalados no solo, uma vez que deve-se considerar a irradiação em ângulo ótimo nesses casos e instalá-los nesta inclinação.

Outro ponto que é importante ressaltar é que o ábaco utilizado diz respeito apenas a desvio azimutal, não sendo adequado utilizá-lo para considerar a inclinação de queda do telhado. Esta consideração pode ser feita utilizando software como o *PV Syst*.

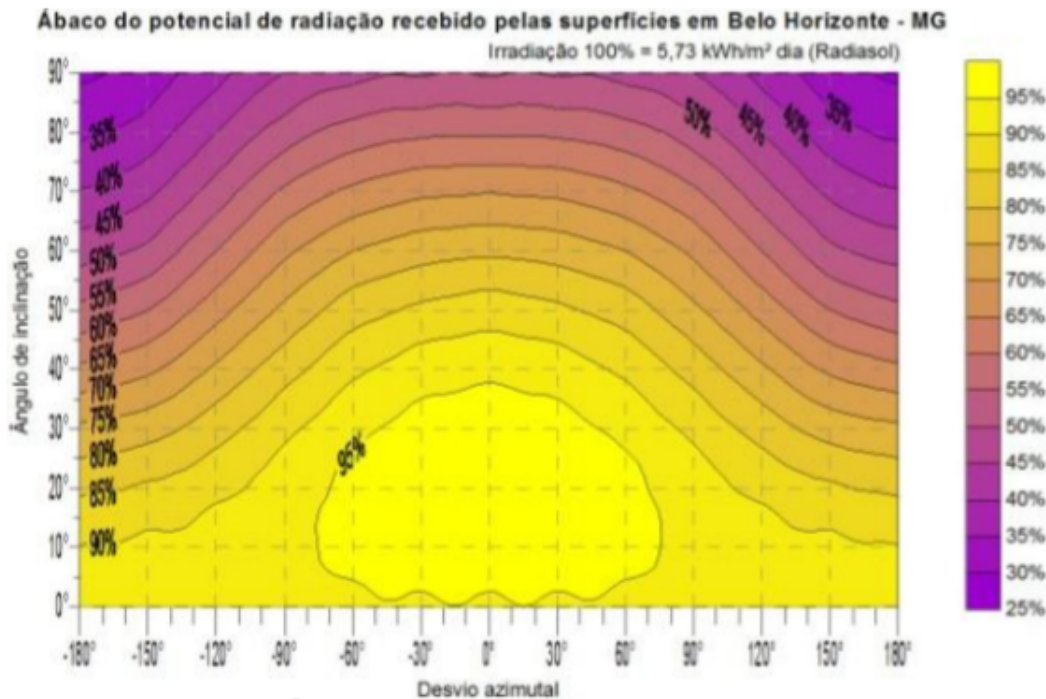


Figura 15 – Ábaco de Belo Horizonte, MG para o cliente B

Fonte: Adaptado de (IV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E V CONFERENCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 2012)

## 2.2 Dimensionando os equipamentos necessários

### 2.2.1 Tecnologias e equipamentos

#### 2.2.1.1 Módulos fotovoltaicos

Existem vários tipos de células fotovoltaicas e variados métodos de construção de módulos que resultam em diferentes comportamentos elétricos e mecânicos, alguns oferecendo melhores características para determinada aplicação do que outros.

O foco deste trabalho é citar apenas aqueles modelos que são mais facilmente encontrados nas distribuidoras nacionais, entretanto uma discussão sobre diferentes tipos de tecnologias e de materiais pode ser encontrado em *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers* (SONNENENERGIE, 2008).

Nas distribuidoras contatadas são encontrados principalmente módulos com células monocristalinas e policristalinas. Experimentos (NUNES, 2020) mostram que a diferença entre os métodos de fabricação, embora seja pequena, pode representar um ganho significativo ao longo do tempo. O módulo monocristalino apresenta um custo ligeiramente elevado, todavia entrega uma quantidade de energia por Wp um pouco maior quando comparado ao policristalino.

Embora exista essa diferença de eficiência(2,12%), nem sempre é possível optar por



utilizar monocristalinos devido a critérios de logística e estoque das distribuidoras nacionais. O módulo policristalino, todavia, se apresenta como um competidor comercial considerável e é muitas vezes escolhido para geradores fotovoltaicos, seja pelo custo inicial inferior ou por questões logísticas de fornecedores.

### 2.2.1.2 *Maximum Power Point Tracker*

É esperado que a geração fotovoltaica varie seus parâmetros bruscamente. Como citado anteriormente, o simples passar de uma nuvem já altera os parâmetros de irradiação, provocando perdas temporárias e alterando o perfil de conversão do inversor.

No *datasheet* de módulos fotovoltaicos é comum encontrar gráficos exemplificando como o módulo se comporta de acordo com as condições de irradiação em que ele está submetido. Um exemplo deste gráfico pode ser visualizado na figura 16.

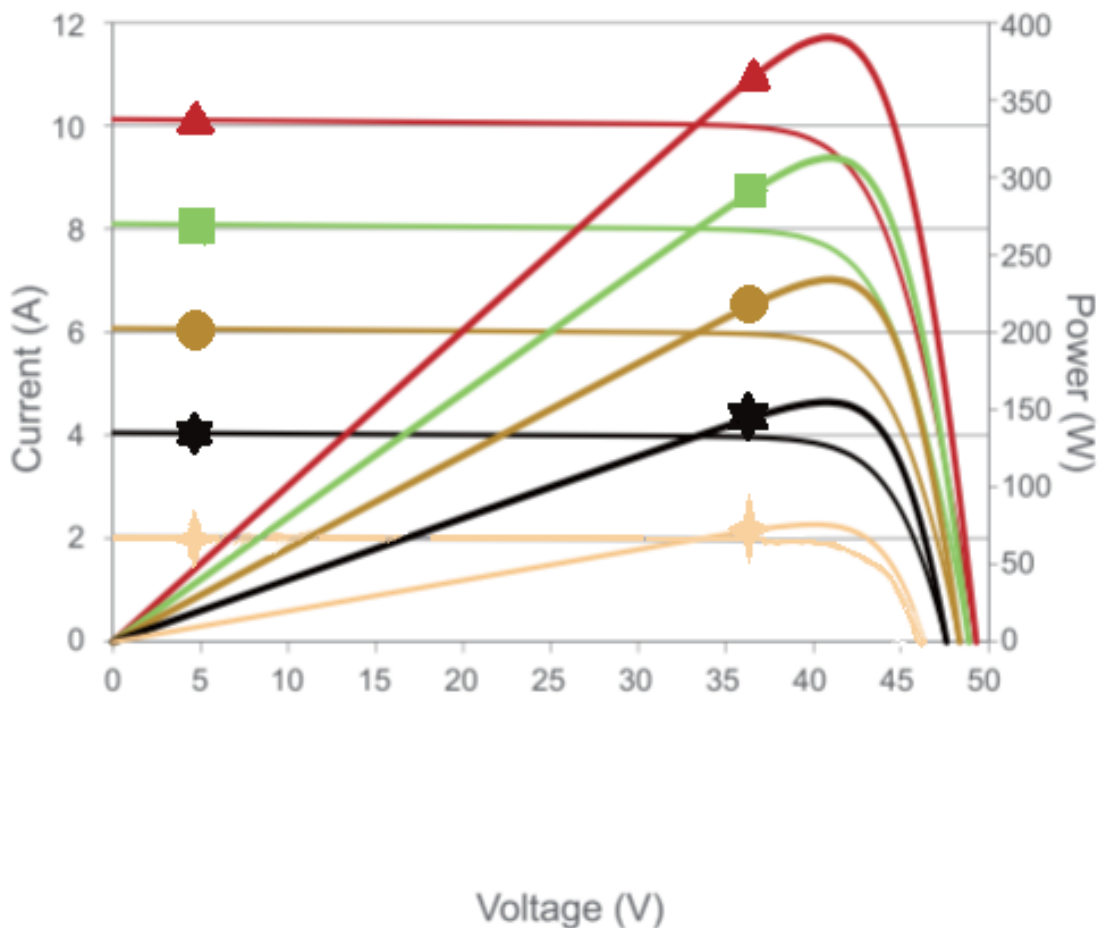


Figura 16 – Características elétricas para variadas irradiações

Fonte: Adaptado de (JINKOSOLAR, 2017)

Inferese da figura 16 que, dada uma determinada irradiação, existe um determinado nível de tensão e corrente onde a potência elétrica fornecida pelo módulo é máxima. Este

ponto é definido como Maximum Power Point (MPP). Sabe-se que a temperatura e a irradiação solar são não uniformes (FARANDA, 2020).

Deseja-se, então, controlar os parâmetros elétricos na entrada do inversor de modo a minimizar as perdas causadas pelas diferentes irradiações causadas por inclinações diferentes, sombreamentos ou até mesmo por diferenças construtivas entre células (*missmatch*) (SONNENENERGIE, 2008).

Este controle é feito inserindo um conversor DC-DC, ligado ao Maximum Power Point Tracker (MPPT) como uma etapa intermediária entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, conforme exemplifica a figura 17.

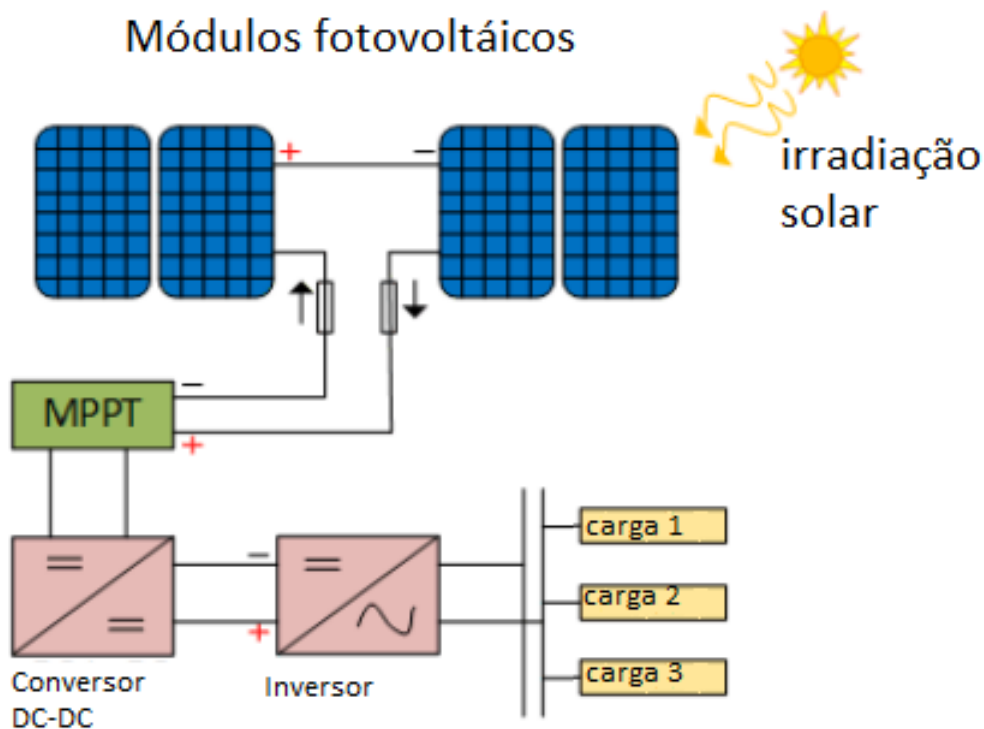


Figura 17 – Diagrama de blocos do controle MPPT

Fonte: Adaptado de (FARANDA, 2020)

Através da leitura da tensão e da corrente dos módulos, o algoritmo pode controlar o conversor DC-DC e assim oferecer uma entrada mais estável para o inversor, ao mesmo tempo em que conduz os módulos para seu ponto de operação ótimo.

Existem vários algoritmos com essa finalidade, cada um com suas vantagens e desvantagens. Um estudo mais aprofundado de diferentes formas de se obter um algoritmo para realizar esse controle pode ser encontrado em *Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems* (FARANDA, 2020).

Para critério de instalação, é importante ressaltar que para o melhor funcionamento de um arranjo monitorado por uma MPPT os módulos devem possuir, dentro de um arranjo,

as mesmas características elétricas e de fabricação e a mesma inclinação.

### 2.2.1.3 Inversores e Microinversores

Na secção anterior foi apresentada uma estratégia de mitigação de perdas dentro de um arranjo fotovoltaico. É comum inversores comercialmente oferecidos para a finalidade de produção de energia solar possuam ao menos uma entrada para o algoritmo MPPT. Essa prática é empregada comercialmente por vários fabricantes com a finalidade de maximizar a geração de energia.

Em uma determinada instalação, para maximizar a energia gerada, deseja-se então maximizar o número de entradas controladas pelo algoritmo MPPT, podendo chegar ao ponto de se obter um MPPT por módulo, em alguns casos.

Embora esta técnica exija um maior número de componentes eletrônicos, de uma maneira geral, quando comparado a apenas um inversor, apresentando um maior custo de implementação, esses sistemas podem compensar esse maior investimento por apresentarem menor sensibilidade a sombreamentos parciais e minimizar as perdas por diferenças na fabricação dos módulos (CHEPP, 2018).

Microinversores, de uma maneira geral, possuem mais MPPT do que inversores tradicionais. Isso faz com que eles apresentem um rendimento global maior e consigam entregar mais energia ao longo do tempo.

Outra vantagem é que os microinversores usualmente são instalados no trilho dos módulos, ficando fora da residência e evitando assim incomodo por ruídos causados por equipamentos de ventilação, comum em inversores tradicionais, além de ser uma opção mais chamativa do ponto de vista do design do ambiente onde é instalado, uma vez que, ao ser instalado embaixo do módulo, não é necessário a utilização de uma parede para fixar os equipamentos.

Adicionalmente pode-se citar que microinversores, por trabalhar em geral com arranjos com número de módulos reduzidos podem aumentar a vida útil do módulo por evitar a Degradação por Potencial (PID). Mais informações sobre esse fato estão disponíveis no artigo "Efeito PID - Degradação Induzida pelo Potencial em Módulos Fotovoltaicos" (ECORI ENERGIA, 2021).

Outra vantagem é a segurança. Sabe-se que o inversor tradicional trabalha com arranjos de tensões que podem ultrapassar 1000V DC. Inversores tradicionais precisam que cabos com esta tensão passem pelo perímetro da instalação. Os microinversores, por sua vez, dispensam essa necessidade.

Embora o microinversor seja mais vantajoso ele apresenta um custo de projeto mais elevado. Portanto, usualmente são realizadas instalações com os dois tipos de equipamentos.

### 2.2.2 Calculando a Potência necessária

Por razões comerciais, é comum que a compra de um gerador fotovoltaico seja feita em kit por parte das distribuidoras. Embora este trabalho facilite o trabalho do projetista, é obrigatório que este faça uma avaliação dos componentes do kit para verificar se eles atendem tanto a necessidade do cliente quanto se todos os parâmetros do *datasheet* estão sendo seguidos.

Após levantados todos os dados é necessário dimensionar um gerador fotovoltaico que atenda a necessidade do cliente e que apresente um bom custo benefício. Um sistema básico de geração ligada à rede com todos seus devidos componentes pode ser examinado na figura 18. Nota-se que a primeira etapa do sistema é baseada na conversão de irradiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico (LIMA, 2020).

Uma discussão mais aprofundada sobre o assunto pode ser encontrada em *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers* (SONNENENERGIE, 2008).

## Geração ligada à rede

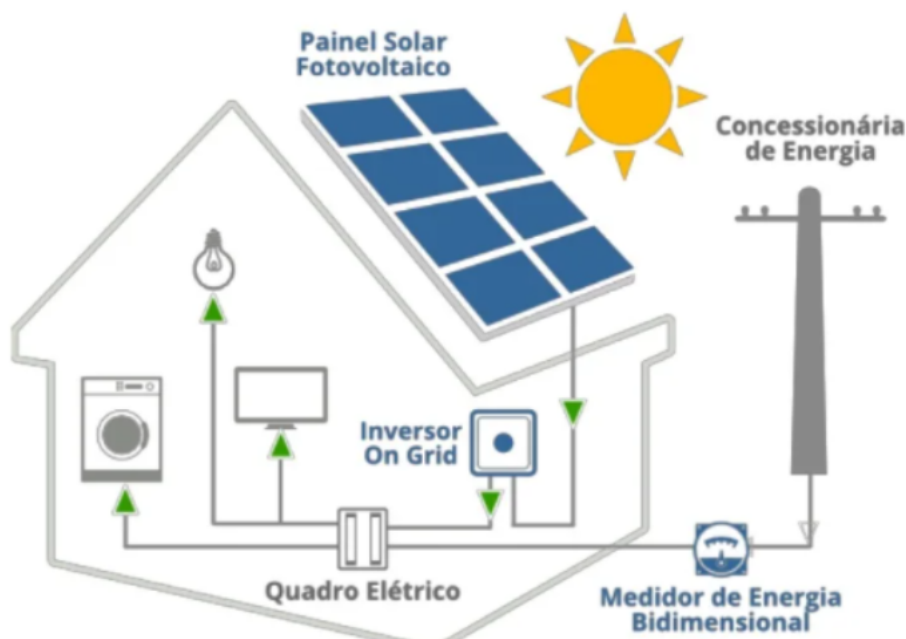


Figura 18 – Esquema de geração de energia solar ligada a rede

Fonte: Adaptado de (SOLAR ENERGY, 2022)

Para encontrar qual potência de placa [kWp] entregaria essa potência podemos partir do equacionamento geral da conversão kWh para kWp (SONNENENERGIE, 2008).

$$E = P * 30 * I * \eta \quad (1)$$

Na equação 1, tem-se que  $E$  representa a quantidade de energia que se deseja gerar por mês em média mensal ao longo do ano [kWh], 30 é o número de dias em um mês padrão,  $I$  representa a irradiação solar [kWh/m<sup>2</sup>.dia] e o rendimento global do sistema é representado por  $\eta$ .

Os módulos são comumente acompanhados de seus respectivos *datasheets*. Nestes documentos é padrão estar disponível a resposta dos módulos aos testes nas condições *Standard Test Conditions*, isso é, a resposta do módulo a uma irradiação de 1000W/m<sup>2</sup> mantendo as células em 25°C submetido a uma referência de irradiação espectral de 1,5 (Massa de ar), conforme definido pela IEC 60904-3 (IEC GENEVA, SWITZERLAND., 2019). A potência máxima deste teste é o valor de  $P$  na equação 1, em [kWp].

Tem-se que as perdas gerais de um sistema podem ser traduzidas na figura 19. Na usina exemplo, utilizamos a eficiência global apresentada por um estudo de sistema instalados na Alemanha (SONNENENERGIE, 2008) de 77%.

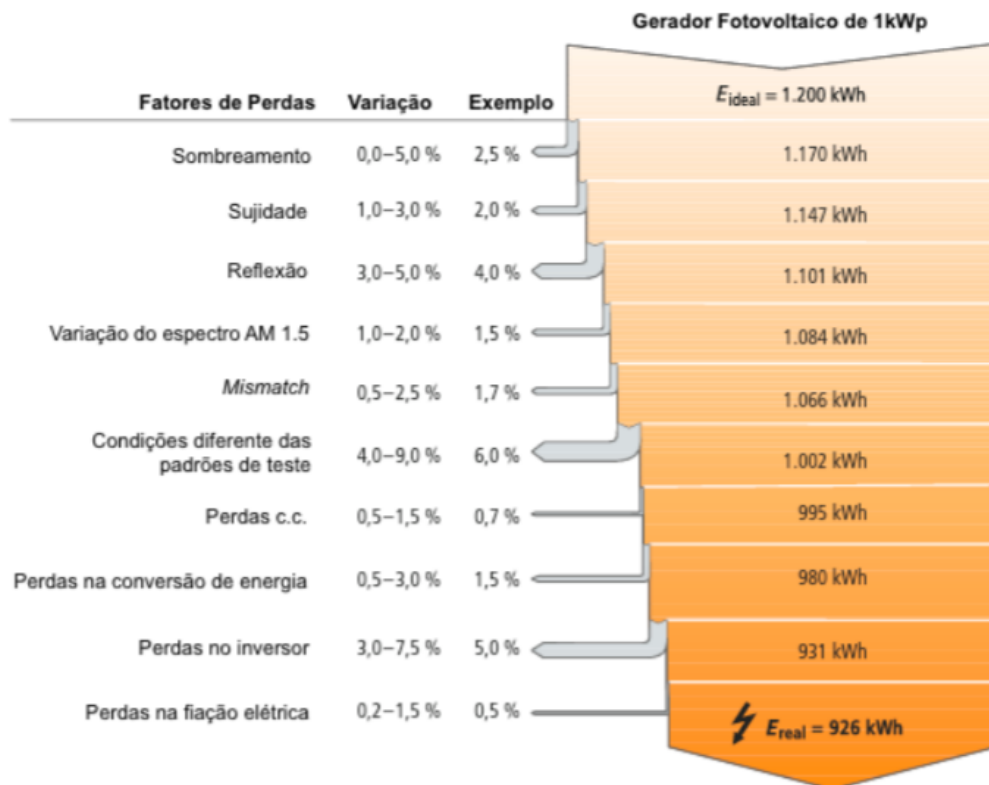


Figura 19 – Perdas de um sistema fotovoltaico

Fonte: Adaptado de (SONNENENERGIE, 2008)

### 2.2.2.1 Expectativa de geração para o cliente A

Nos parágrafos anteriores, foi citado que a usina em questão deveria entregar 500 [kWh] em média mensal ao longo do ano. Nesta etapa volta-se a equação 1 e a partir dessas

informações infere-se que, para atender a necessidade do cliente de 500 kWh é possível calcular a potência que se deve instalar.

$$P = \frac{500}{5,0255 * 30 * 0,77} = 4,3[kWp] \quad (2)$$

A equação 2 representa os cálculos para encontrar a potência necessária para o cliente A. Deve-se propor um conjunto gerador de aproximadamente 4,3 [kWp] para o cliente A.

### 2.2.2.2 Expectativa de geração para o cliente B

Verificou-se para o cliente B a necessidade de uma geração de 413,5 [kWh] mensalmente, em média anual.

Fazendo uso de um processo similar ao do cliente A, pode-se considerar o seguinte:

$$P = \frac{413,5}{5,23 * 30 * 0,77} = 3,42[kWp] \quad (3)$$

A equação 3 representa os cálculos para encontrar a potência necessária para o cliente B. Deve-se propor um conjunto gerador de aproximadamente 3,42 [kWp] para o cliente B.

## 2.2.3 Escolha do conjunto gerador

Fatores de logística como questões de prazo de entrega da mercadoria, disponibilidade em estoque das distribuidoras e também a questão do valor do produto costumam ser mais significativos do que as características de construção, quando parâmetros dos *datasheets* comparados são próximos.

Como citado anteriormente, é comum em prática comercial que as distribuidoras façam as vendas em conjuntos, isto é, vende-se os módulos na quantidade solicitada em kWp, cabos cc, *stringbox* (se necessário) e inversores já compatíveis com o sistema. Este tipo de prática é até fiscalmente incentivada, uma vez que uma única nota fiscal descrevendo um "Gerador fotovoltaico" pode usufruir de benefícios fiscais de incentivo a tecnologia.

Porém, um projetista sempre deve ficar atento se todos os materiais dos conjuntos são realmente compatíveis com o que se deseja, uma vez que o descumprimento do *datasheet* acarretará em perda de garantia do fabricante com a possibilidade do sistema ser danificado.

### 2.2.3.1 Conjunto gerador para o cliente A

Em negociação comercial, foi proposto um sistema de 4,10 kWp que entregaria 475 kWh por mês em média anual. O sistema referido estava em campanha comercial na distribuidora e apresentava valor mais atrativo e capacidade de geração próxima ao que o cliente gostaria. A negociação foi aceita pelo cliente. O kit sugerido está descrito na figura 20.

Potência Orçada (kWp)	4,100 kWp	Módulo	JINKO   JK410-72H-V
Fabricante Inversor	GROWATT	Tipo de Estrutura	Telhado Fibrocimento Ondulado
KIT FOTOVOLTAICO 170.616			
TIPO	CÓDIGO	PRODUTO	QUANTIDADE
PAINEIS	IMO00027	JINKO   JK410-72H-V	10
INVERSORES	IIN00078	GROWATT MIC3000TL - X 3KW 220v 1MPPT	1
PROTEÇÕES	ISB00006	String Box 2 ENTRADAS - 2 SAIDAS	1
CONECTORES	ICO00001	Staubli Conector   KIT PAR MC4 PV/6I1JUR	6
CABOS	ICA00013	CABO SOLAR 4mm <sup>2</sup>   PRETO COM PROTEÇÃO UV	30
CABOS	ICA00014	CABO SOLAR 4mm <sup>2</sup>   VERMELHO COM PROTEÇÃO UV	30
ESTRUTURAS	IEF00127	Perfil suporte do módulo SMART 4,2 m	6
ESTRUTURAS	IEF00131	GRAMPO INTERMEDIÁRIO SMART	16
ESTRUTURAS	IEF00132	Grampo Terminal SMART	12
ESTRUTURAS	IEF00045	Kit Prisioneiro M10x200 Suporte reto	18
ESTRUTURAS	IEF00009	Junção U do Perfil	4

Figura 20 – Conjunto para o cliente A

Fonte: Autor

### 2.2.3.2 Conjunto gerador para o cliente B

Para o cliente B foi selecionado um conjunto gerador de 3,28 kWp de potência. O cliente optou pela utilização de microinversores pelo fato da maior garantia de 15 anos deste equipamento frente ao inversor tradicional de 5 anos. Os acessórios do conjunto do cliente B estão expostos na tabela 3

Tabela 3 – Conjunto gerador para o cliente B

Equipamentos	Marca e modelo
Módulos	8 x Canadian Solar 410W (CS3W-410P)
Inversor	2 x Microinversores APsystem QS1
Estrutura	SolarGroup

Fonte: Autor

Uma vez que cada módulo é ligado diretamente ao microinversor, não é necessário cabos elétricos para conexão na etapa de corrente contínua. Outra vantagem é que o microinversor já apresenta os requisitos de segurança na parte de corrente contínua, não sendo necessário a compra de uma *stringbox* (APSYSTEM, 2021).

## 2.3 Critério da área disponível

O primeiro passo para validar o conjunto gerador é verificar se é possível instalar tal arranjo no cliente e se o inversor sugerido aceita a configuração projetada. Primeiro analisa-se o telhado disponível e as informações a respeito do perímetro da área disponível.

### 2.3.1 Área do cliente A

Observa-se que o inversor sugerido possui uma entrada tecnologia MPPT (GROWATT, 2015). Observa-se, também, que módulos conectados a uma mesma entrada, para maximizar a produção, devem estar sob as mesmas condições de funcionamento, isto é, sem

sombreamento e submetidos à mesma irradiação, significando que todos os módulos devem possuir a mesma inclinação dentro de um MPPT (ANDRADE, 2019).

Deseja-se, então, organizar os módulos de maneira que fiquem no mesmo telhado. Deve-se então verificar se há disponibilidade de área no telhado analisado. Sabe-se, por medições prévias, que há um espaço físico de 7,2m por 3,3 m.

Deve-se garantir uma distancia de 50 cm entre o local de fixação dos parafusos estruturais e as extremidades do telhado para garantir as condições especificadas pelo fabricante da estrutura (SOLAR GROUP, 2018). A figura 21 exemplifica essa afirmação.

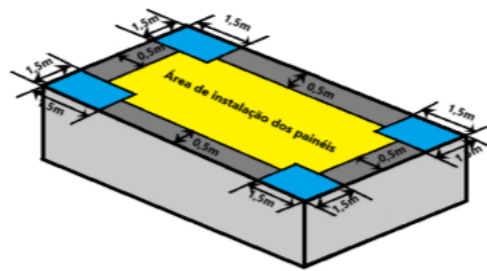


Figura 21 – Distância mínima dos fixadores

Fonte: Adaptado de (SOLAR GROUP, 2018)

Os módulos possuem dimensões de  $2008 \times 1002 \times 40$ mm (JINKOSOLAR, 2017). Tem-se, então, que é possível instalar 6 módulos na parte superior da área.

Já para a parte inferior as dimensões são 5,2m por 3,2m. Nesta área, é possível instalar 4 módulos. Logo, pelo critério de área disponível o projeto é viável.

As informações de quantas fileiras de módulos e quantos módulos por fila são geralmente passadas para o distribuidor para que ele envie trilhos e as ferragens suficientes para a montagem. No caso do exemplo, os conjuntos foram suficientes e a empresa ainda solicitou algumas ferragens extras para outros projetos.

### 2.3.2 Área do cliente B

Para esse cliente verifica-se uma área disponível de 6 x 8m. Sabe-se que o módulo do conjunto tem dimensões 2108 X 1048 X 40 mm. Para essa instalação foi projetado duas fileiras de 4 módulos cada na posição "paisagem". Com isso, o comprimento total do arranjo de uma fileira será de 2,108 x 4,192 m. Logo, concluí-se que é possível realizar a instalação na área investigada.

## 2.4 Critério da compatibilidade elétrica

O projetista deve garantir que os equipamentos elétricos sugeridos são compatíveis entre si. Sabe-se que a associação em série dos módulos resulta na soma da tensão dos



módulos, mantendo a corrente igual a de um único módulo e que o arranjo em paralelo tende a somar as correntes e manter a tensão de um módulo (DOGADO, 2018).

### 2.4.1 Compatibilidade elétrica para o cliente A

Sabe-se que o inversor selecionado possui apenas 1 entrada MPPT e esta permite apenas 13A de corrente máxima de operação, 16A de corrente de curto circuito e apenas uma *string* em sua entrada (GROWATT, 2015) e que a corrente de operação máxima dos módulos é de 9,69A, a corrente de curto circuito é de 10,60A, a tensão de circuito aberto de cada módulo é de 50,40V e 43,2V. Sabe-se que estes parâmetros variam de acordo com a temperatura e será discutida essa diferença no momento do comissionamento.

Sabendo dessas informações, pode-se concluir que o único arranjo possível é o de colocar os 10 módulos em série, já que um arranjo paralelo não é possível pelo fato da corrente ultrapassar o valor permitido pelo inversor.

Nesse caso, teremos uma potência de 4,1 kWp, uma tensão máxima de circuito aberto de 504V, uma corrente máxima de operação de 9,69A e uma corrente de curto circuito máxima de 10,60A. O inversor permite uma potência máxima de 4,2 kWp, uma tensão de 550V, uma corrente máxima de operação de 13A e uma corrente máxima de curto circuito de 16A. Logo, concluímos que o arranjo é adequado para o inversor em questão.

### 2.4.2 Compatibilidade elétrica para o cliente B

Sabe-se que o microinversor em questão aceita as características disponíveis na figura 22 e os módulos tem características disponíveis na figura 23.

Datasheet do Microinversor QS1	
Região	Brasil
<b>Dados de Entrada (DC)</b>	
Faixa recomendada de potência do módulo fotovoltaico (STC)	250Wp-450Wp+
Faixa de tensão do MPPT	22V-48V
Faixa de tensão de operação	16V-55V
Tensão máxima de entrada	60V
Tensão de partida	20V
Corrente máxima de operação	14A x 4
Corrente máxima de curto-circuito DC	16A x 4
<b>Dados de Saída (AC)</b>	
Potência nominal de saída	1200VA
Potência máxima de saída	1250VA
Tensão nominal de saída	220V/ 176V-242V
Faixa de tensão ajustável de saída	150V-280V
Corrente máxima de saída	5,45A
Número máximo por segmento	3 unidades por disjuntor CA 25A
Frequência nominal de saída	60Hz/ 57,5Hz-62Hz
Faixa de frequência ajustável de saída	55Hz-65Hz
Fator de potência	>0.99 (-0.8 - 0.8 ajustável)
Distorção harmônica total	<3%
Corrente máxima de falha (AC) e duração	137 Ap, 0,78 ms de duração
Proteção de sobrecorrente máxima de saída	10A

Figura 22 – Dados técnicos do Microinversor QS1

Fonte: Adaptado de (APSYSTEM, 2021)

Por inferência verifica-se que o nível de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e a corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ) do módulo são adequados para o microinversor proposto.

<b>DADOS ELÉTRICOS   STC*</b>					
CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Máx. potência nominal (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Tensão de operação (Vmp)	38,5 V	38,7 V	38,9 V	39,1 V	39,3 V
Corrente de operação (Imp)	10,26 A	10,34 A	10,42 A	10,49 A	10,56 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	47,0 V	47,2 V	47,4 V	47,6 V	47,8 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	10,82 A	10,90 A	10,98 A	11,06 A	11,14 A
Eficiência do módulo	17,88%	18,11%	18,33%	18,56%	18,79%
Temperatura de operação	-40°C ~ +85°C				
Máx. tensão do sistema	1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)				
Desempenho antichamas do módulo	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)				
Valor máximo do fusível em série	20 A				
Classificação da aplicação	Classe A				
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W				

\* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

Figura 23 – Dados técnicos do módulo Canadian 410w

Fonte: Adaptado de (CANADIAN SOLAR, 2020)

## 2.5 Critérios de segurança

Outra verificação necessária é a de conformidade com as normas internacionais vigentes e quanto aos requisitos de proteção do inversor e da conexão do inversor na rede.

### 2.5.1 Critérios de segurança para o cliente A

Sabe-se do datasheet (GROWATT, 2015) que esses critérios são cumpridos, exceto o critério da proteção CC citado pela norma *NBR 16690* (ABNT, 2019), e que o inversor injeta até 3000W, podendo este ser instalado na rede do cliente sem necessidade de reforma da rede elétrica e do padrão perante a concessionária.

Precisa-se verificar se os cabos para a parte de corrente contínua do projeto estão bem dimensionados. Os cabos citados pela figura 20 apresentam isolação de até 1 kV e suportam corrente de até 40A DC (ENERGYFLEX, 2019). O cabo em questão também dispõe de proteção UV, critério vital para garantir a durabilidade do projeto.

Por último, foi exposto que o inversor em questão está em falta com critérios de segurança C.C., por isso, é necessário adicionar elementos de proteção contra surto e falta, também, uma chave capaz de seccionar o circuito DC em carga, para casos de manutenção. Por esta razão a *stringbox* é adicionada. Na figura 20 é citada uma *stringbox* de 2 entradas e 2 saídas. Sabe-se que, neste caso, precisaremos apenas de uma entrada e uma saída. Por uma questão de disponibilidade da distribuidora foi acordado que seria utilizado uma *stringbox* de 2E e 2S por questões de disponibilidade em estoque. É possível visualizar um esquema de ligação da *stringbox* em questão na figura 24.

Examina-se que a *stringbox* possui capacidade de isolação de 1040V e suporta 10A

## Diagrama elétrico

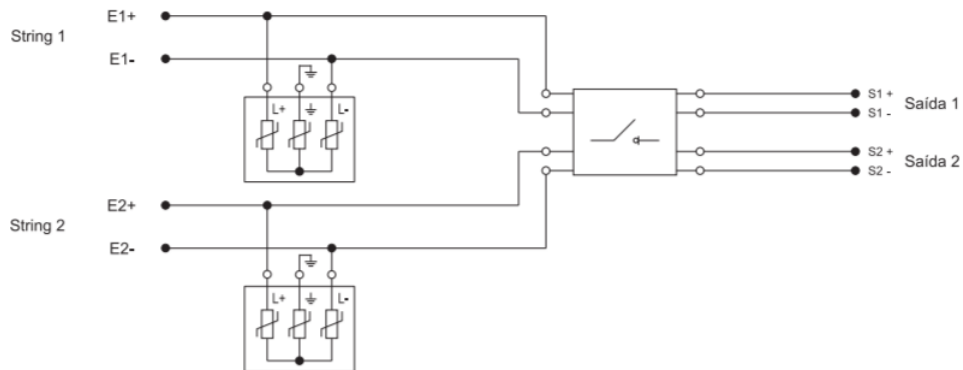


Figura 24 – Diagrama elétrico: CLAMPER Solar SB 1000 1-2E/2S

Fonte: Adaptado de (CLAMPER, 2019)

**Sugestão de comprimento do fio:**

Seção transversal do condutor	Máx. comprimento do cabo			
	MIC 750 TL-X	MIC 1000 TL-X	MIC 1500 TL-X	
<b>2,0 mm<sup>2</sup> 14AWG</b>	<b>69 m</b>	<b>50 m</b>	<b>33 m</b>	
<b>3.3 mm<sup>2</sup> 12AWG</b>	<b>114 m</b>	<b>83 m</b>	<b>55 m</b>	
Seção transversal do condutor	Máx. comprimento do cabo			
	MIC 2000 TL-X	MIC 2500 TL-X	MIC 3000 TL-X	MIC 3300 TL-X
<b>3.3 mm<sup>2</sup> 12AWG</b>	<b>41 m</b>	<b>33 m</b>	<b>27 m</b>	<b>30 m</b>
<b>5,2 mm<sup>2</sup> 10AWG</b>	<b>66 m</b>	<b>53 m</b>	<b>44 m</b>	<b>48 m</b>

Figura 25 – Cabos CA para inversores Growatt MIC

Fonte: Adaptado de (GROWATT, 2018)

de corrente de operação e possui potencia máxima de operação de 10400W (CLAMPER, 2019) e esta em conformidade com as normas de segurança exigidas, sendo adequada para o projeto.

Um item que não está citado pela figura 20 e requer dimensionamento adequado são os cabos C.A. Estes, segundo a *NBR 16690* (ABNT, 2019), devem ser dimensionados de acordo com os critérios da *NBR 5410* (ABNT, 2004). Porém, os fabricantes de inversores, algumas vezes, fazem recomendações a respeito da proteção CA e dos Cabos que devem ser utilizados em seus equipamentos. É o caso deste inversor. Na figura 25 está disponível a recomendação do fabricante para esse caso.

Em uma breve comparação, tem-se que a recomendação do fabricante está em conformidade com a recomendação da *NBR5410* (ABNT, 2004). O fabricante recomenda,

também, uma proteção CA de 16A (GROWATT, 2018).

Com esta etapa, conclui-se que o conjunto sugerido é adequado para a UC.

### 2.5.2 Critérios de segurança para o cliente B

Para o microinversor, uma vez que cada módulo é ligado diretamente ao microinversor, conforme exemplifica a figura 26, dispensa-se a utilização de *stringbox*, uma vez que o microinversor já apresenta certificados de conformidade com as normas *ABNT NBR 16149:2013; ABNT NBR16150:2013;ABNT NBR IEC 62116: 2012*.

#### ESQUEMA DE LIGAÇÃO

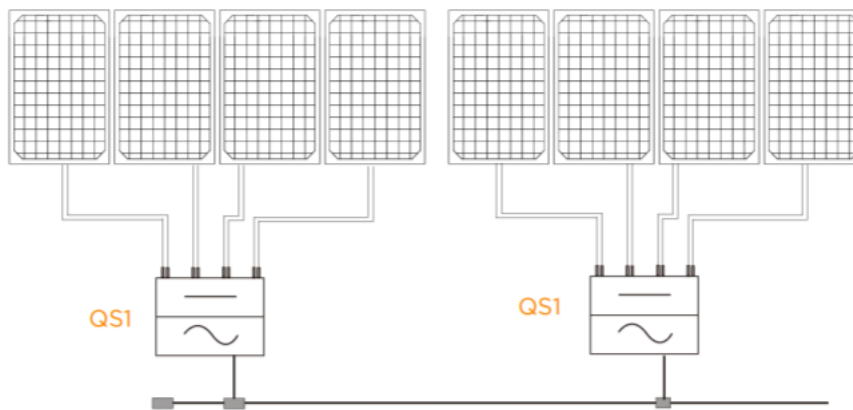


Figura 26 – Esquema de ligação dos módulos no microinversor

Fonte: Adaptado de (APSYSTEM, 2021)

---

## Análise Financeira

Neste capítulo será discutida a viabilidade financeira de um projeto fotovoltaico. Para isso, será utilizado a usina exemplo do Capítulo 2 e algumas considerações a respeito da variação da tarifa de energia ao longo do tempo, da expectativa de vida útil dos equipamentos utilizados e da variação da eficiência deles ao longo do ano.

Ao passo que este trabalho é desenvolvido, em cenário de pandemia do corona vírus, os preços de commodities apresentaram bruscas variações que não podem ser consideradas padrões para um estudo a longo prazo. Por este fator, prefere-se selecionar dados a partir de um estudo realizado pela ANEEL em 2019 (AGENCIA INFRA, 2019). O estudo diz que a energia elétrica subiu 280% em 18 anos, o que é equivalente a um crescimento anual estimado de 5,9%.

### 3.1 UFV A

Paralelo a essa consideração inicial, tem-se que os módulos vão perdendo eficiência ao longo dos anos. Para o caso do exemplo, essa perda de eficiência se dá com uma perda de 2,5% no primeiro ano, seguido de uma queda linear anual de 0,55% na eficiência até completar 25 anos de instalação (JINKOSOLAR, 2017).

Somados a isso, tem-se que a garantia padrão do inversor é de 5 anos, sendo considerado para essa análise necessário a substituição periódica do inversor pelo menos 2 vezes ao longo dos 25 anos de garantia do módulo. Para simular essa troca, vamos assumir que a troca será realizada no ano de número 8 e de número 16. Foi considerado também um valor inicial do kWh de R\$ 0,81. O preço considerado para cada substituição foi de R\$3.600,00. Também será considerado que o cliente consome 475 kWh em média anual. Sabe-se que a tendência do consumo de energia elétrica é subir (CATAPAN, 2011) porém este fator não afeta a análise, uma vez que mesmo que o consumo do cliente suba o cliente ainda se beneficiará de ter um abatimento da energia gerada pelo fotovoltaico.

A usina do exemplo teve valor investido pelo cliente de R\$ 16.900,00. Vamos partir deste capital investido, calcular o tempo de retorno do investimento e comparar com um

investimento deste porte. O software Excel será utilizado para facilitar a demonstração da análise.

No primeiro ano, tem-se que a geração será 97,5% do esperado, já no segundo ano tem-se que a geração será 0,55% menor porém o preço da energia subirá 5,7% e assim por diante. Deseja-se comparar este investimento com a Selic da época (O projeto foi realizado em setembro com capital próprio do cliente, a taxa Selic na época era de 6,25% ao ano. (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022)) para se ter uma ideia da rentabilidade do projeto. Na figura 27 está disposto, ano a ano, uma relação de quanto se espera que o conjunto gerador entregue em economia de energia elétrica (já submetido ao valor do kWh em Reais). Este valor é decrescente uma vez que a degradação do sistema é considerada de acordo com as orientações do fabricante. Este valor já considera, também, que o preço da energia elétrica suba conforme estudo da ANEEL (AGENCIA INFRA, 2019).

Em seguida, soma-se o acumulado do valor economizado, ano a ano, ao valor do projeto (inserido nos cálculos com valor negativo) para se calcular o fluxo financeiro do investimento em fotovoltaico.

Ano	Manutenção	Economia Energia gerada	Rendimento do investimento	Selic
1º		R\$ 4.446,00	-R\$ 12.454,00	R\$ 17.956,25
2º		R\$ 4.673,58	-R\$ 3.334,42	R\$ 19.078,52
3º		R\$ 4.647,87	R\$ 5.987,02	R\$ 20.270,92
4º		R\$ 4.622,31	R\$ 15.257,20	R\$ 21.537,86
5º		R\$ 4.596,88	R\$ 24.476,39	R\$ 22.883,97
6º		R\$ 4.571,60	R\$ 33.644,88	R\$ 24.314,22
7º		R\$ 4.546,46	R\$ 42.762,94	R\$ 25.833,86
8º	R\$ 3.600,00	R\$ 4.521,45	R\$ 48.230,85	R\$ 27.448,47
9º		R\$ 4.496,58	R\$ 57.248,88	R\$ 29.164,00
10º		R\$ 4.471,85	R\$ 66.217,32	R\$ 30.986,75
11º		R\$ 4.447,26	R\$ 75.136,43	R\$ 32.923,43
12º		R\$ 4.422,80	R\$ 84.006,49	R\$ 34.981,14
13º		R\$ 4.398,47	R\$ 92.827,76	R\$ 37.167,46
14º		R\$ 4.374,28	R\$ 101.600,51	R\$ 39.490,43
15º		R\$ 4.350,22	R\$ 110.325,02	R\$ 41.958,58
16º	R\$ 3.600,00	R\$ 4.326,30	R\$ 115.401,53	R\$ 44.580,99
17º		R\$ 4.302,50	R\$ 124.030,33	R\$ 47.367,30
18º		R\$ 4.278,84	R\$ 132.611,67	R\$ 50.327,76
19º		R\$ 4.255,30	R\$ 141.145,81	R\$ 53.473,25
20º		R\$ 4.231,90	R\$ 149.633,02	R\$ 56.815,32
21º		R\$ 4.208,62	R\$ 158.073,54	R\$ 60.366,28
22º		R\$ 4.185,48	R\$ 166.467,64	R\$ 64.139,17
23º		R\$ 4.162,46	R\$ 174.815,58	R\$ 68.147,87
24º		R\$ 4.139,56	R\$ 183.117,60	R\$ 72.407,11
25º		R\$ 4.116,80	R\$ 191.373,96	R\$ 76.932,56

Figura 27 – Análise Financeira do projeto UFV A

Fonte: Autor

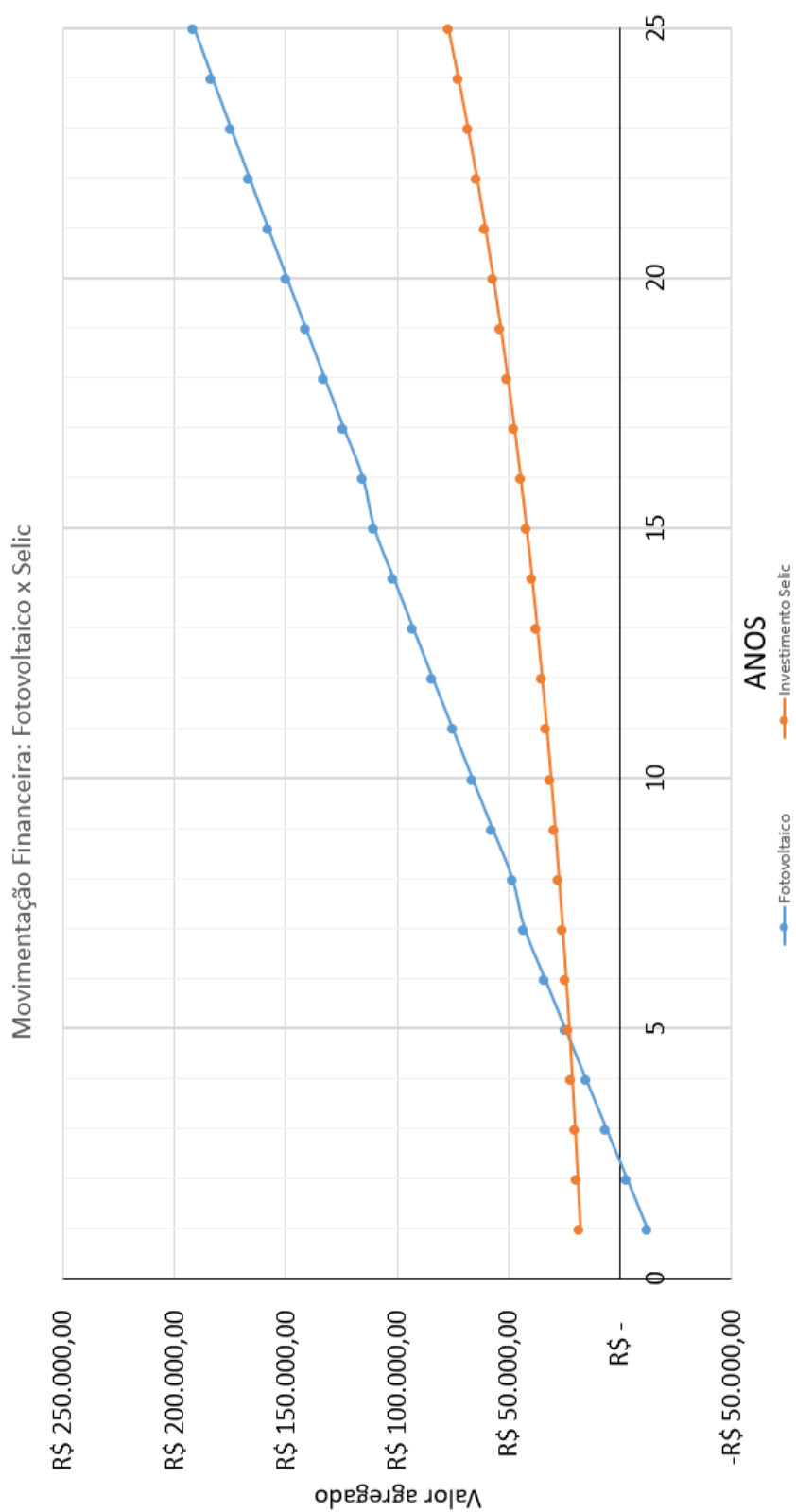


Figura 28 – Gráfico comparativo entre 2 investimentos UFV A

Fonte: Autor

É inserido, ano a ano, o rendimento teórico do capital investido caso o cliente tivesse optado por modalidades de renda fixa, considerando a taxa selic na época de homologação do gerador.

São feitas as devidas considerações de manutenção esperada do sistema, sendo este valor, quando presente, diminuindo da coluna de fluxo financeiro do investimento do kit gerador.

Outros clientes solicitam financiamento com alguma instituição financeira para seus projetos, nesse caso deve se considerar como capital o valor do financiamento acrescido do custo efetivo total.

Um gráfico para ilustrar a diferença entre os investimentos de uma maneira mais visual está disponível na figura 28.

É notório que houve uma diferença de R\$ 114.441,40, aproximadamente 148% do que o cliente ganharia se optasse por deixar o capital investido em um título que rende a taxa Selic ao ano, comprovando a boa opção de optar pelo projeto.

## 3.2 UFV B

Similarmente, podemos construir uma análise semelhante para o cliente B, alterando apenas alguns parâmetros iniciais. O projeto foi instalado no dia 17/03/2021. A taxa Selic nesta data era de 2,65% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022). O capital investido foi de R\$ 18.200,00.

Outro ponto que é importante citar é que a garantia do microinversor é de 12 anos, em contraste com a do inversor da *UFV A* de 5 anos. Isso faz com que seja considerada apenas uma substituição de equipamento ao longo da vida útil dos módulos. O valor considerado da substituição foi de R\$3.600,00, sendo referente a substituição de apenas 1 dos 2 microinversores instalados.

Feitas as considerações, pode-se simular duas opções de investimento para o capital conforme explicitado na figura 30.

Pode-se, analogamente a *UFV A*, traçar um gráfico para melhor visualização das informações obtidas através das simulações de investimento.

Verifica-se que o retorno do investimento acontece por volta do sexto ano, sendo este investimento feito condições mais desfavoráveis do que o cliente A.

Deve-se comentar que tais análises foram realizadas considerando os dados da época em que os investimentos foram realizados. Hoje, temos uma taxa Selic que vem crescendo (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022) e por isso, para novas análises, os dados devem ser atualizados.



Ano	Manutenção	Economia Energia gerada	Rendimento do investimento	Selic
1º		R\$ 3.706,56	-R\$ 14.493,44	R\$ 18.682,30
2º		R\$ 3.903,66	-R\$ 6.883,22	R\$ 19.177,38
3º		R\$ 3.882,19	R\$ 902,62	R\$ 19.685,58
4º		R\$ 3.860,84	R\$ 8.645,65	R\$ 20.207,25
5º		R\$ 3.839,60	R\$ 16.346,09	R\$ 20.742,74
6º		R\$ 3.818,48	R\$ 24.004,17	R\$ 21.292,42
7º		R\$ 3.797,48	R\$ 31.620,14	R\$ 21.856,67
8º		R\$ 3.776,60	R\$ 39.194,21	R\$ 22.435,88
9º		R\$ 3.755,82	R\$ 46.726,63	R\$ 23.030,43
10º		R\$ 3.735,17	R\$ 54.217,63	R\$ 23.640,73
11º		R\$ 3.714,62	R\$ 61.667,42	R\$ 24.267,21
12º		R\$ 3.694,19	R\$ 69.076,24	R\$ 24.910,29
13º		R\$ 3.673,88	R\$ 76.444,31	R\$ 25.570,42
14º		R\$ 3.653,67	R\$ 83.771,85	R\$ 26.248,03
15º		R\$ 3.633,57	R\$ 91.059,09	R\$ 26.943,60
16º	R\$ 3.600,00	R\$ 3.613,59	R\$ 94.706,26	R\$ 27.657,61
17º		R\$ 3.593,71	R\$ 101.913,56	R\$ 28.390,54
18º		R\$ 3.573,95	R\$ 109.081,23	R\$ 29.142,89
19º		R\$ 3.554,29	R\$ 116.209,47	R\$ 29.915,17
20º		R\$ 3.534,74	R\$ 123.298,50	R\$ 30.707,92
21º		R\$ 3.515,30	R\$ 130.348,55	R\$ 31.521,68
22º		R\$ 3.495,97	R\$ 137.359,82	R\$ 32.357,01
23º		R\$ 3.476,74	R\$ 144.332,53	R\$ 33.214,47
24º		R\$ 3.457,62	R\$ 151.266,89	R\$ 34.094,65
25º		R\$ 3.438,60	R\$ 158.163,11	R\$ 34.998,16

Figura 29 – Análise Financeira do projeto UFV B

Fonte: Autor

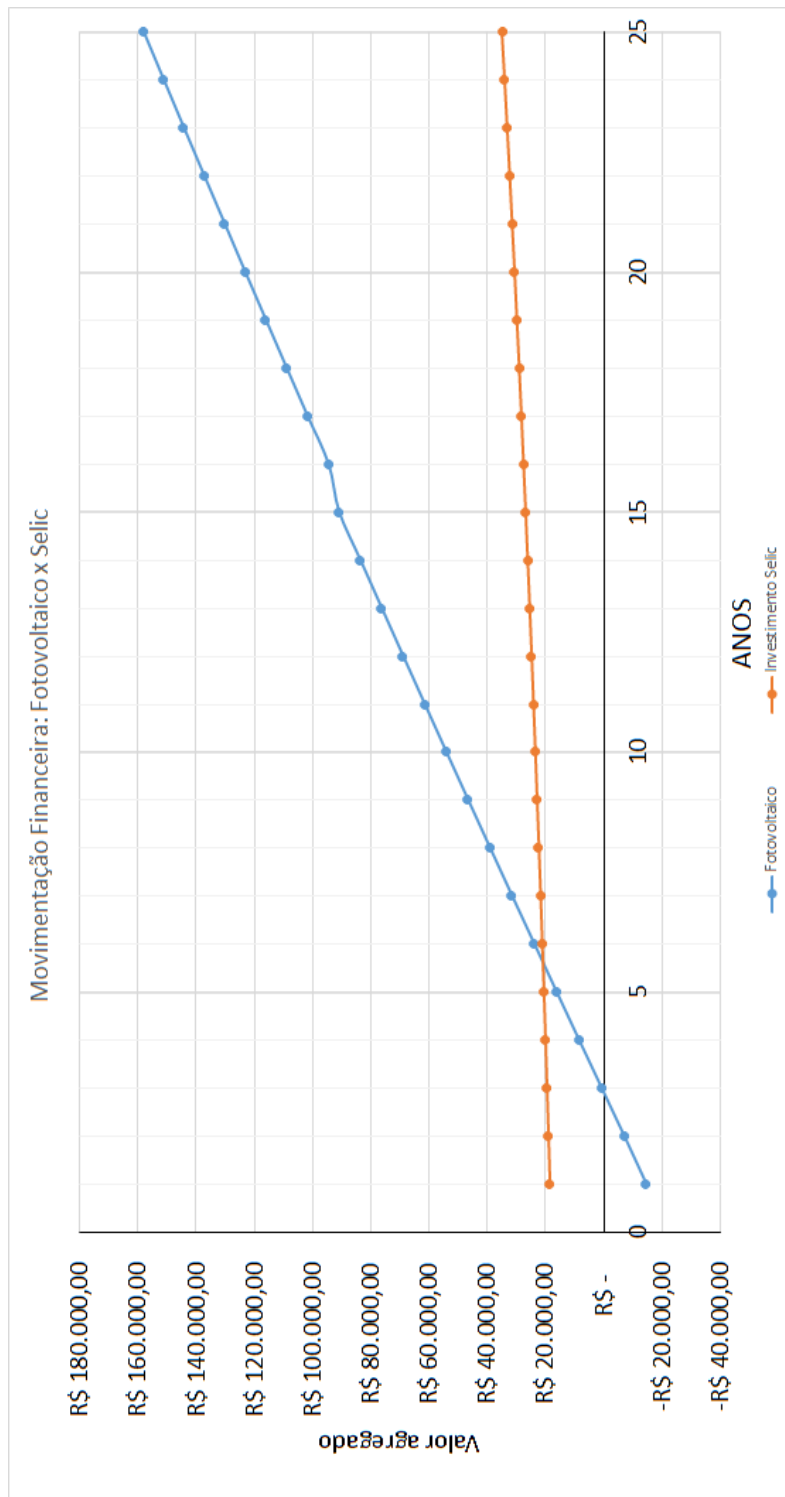


Figura 30 – Gráfico comparativo entre 2 investimentos UFV B

Fonte: Autor

# Homologação e Comissionamento e Resultados

## 4.1 Homologação

Neste capítulo será discutido brevemente os passos necessários para a elaboração do sistema. As informações devem ser reunidas e deverá ser solicitado à concessionária o Parecer de Acesso.

### 4.1.1 UFV A

A *NTC 71* (ENEL, 2016) da Enel apresenta de maneira resumida como é o processo de homologação. Um esquema pode ser encontrado na figura 31.

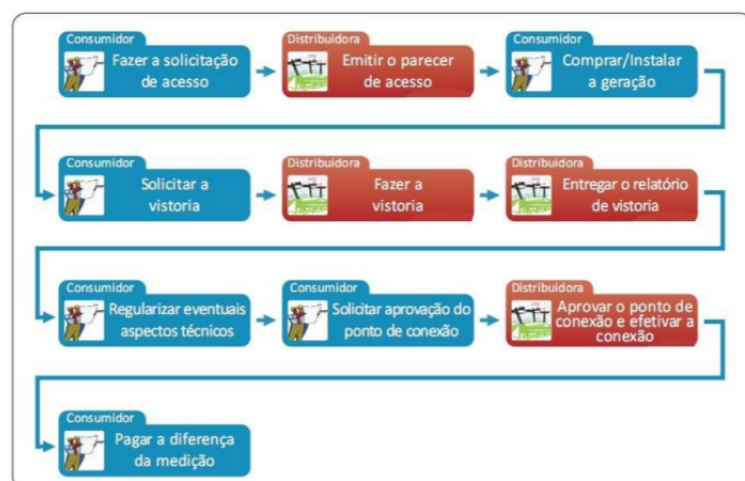


Figura 31 – Processo de homologação de microgeradores

Fonte: Adaptado de (ENEL, 2016)

Para solicitar o parecer de acesso é necessário, além dos formulários padrões (ENEL,

2016), um diagrama unifilar do gerador que se pretende instalar. O diagrama deverá ser enviado em formato PDF pelo sistema do *SICAP* da *Enel-GO*.

Um software muito comum utilizado por engenheiros para esse propósito é o *AutoDesk AutoCAD*. A figura 32 mostra um recorte do diagrama unifilar utilizado para a usina exemplo.

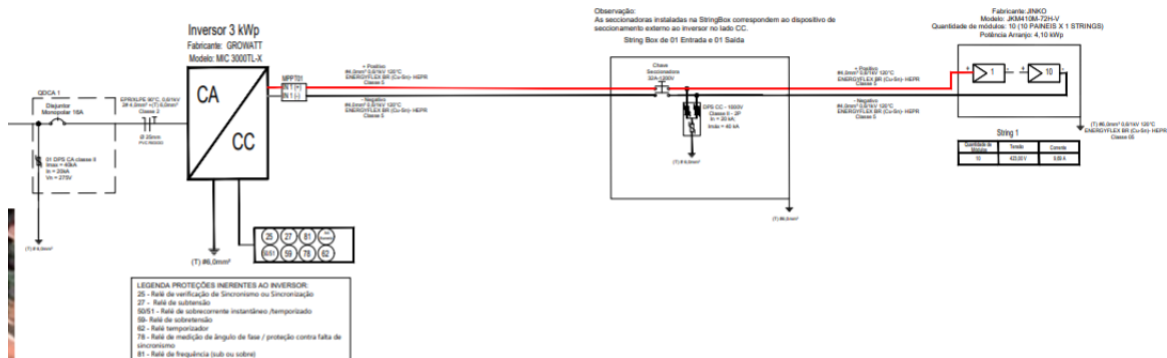


Figura 32 – Processo de homologação de microgeradores

Fonte: Autor

Apenas um recorte do diagrama foi apresentado para impedir a exposição de dados sensíveis do cliente. A concessionária exige no diagrama unifilar que seja inserido um diagrama especificando a rede de acesso, uma tabela com recomendações de segurança (ENEL, 2016), um diagrama de blocos, uma tabela com as informações técnicas dos módulos utilizados, uma vista frontal da parede onde o inversor está instalado, uma planta de situação do endereço e especificações técnicas da sinalização de geração própria.

Nos cabos elétricos devesse ser especificado o material de isolamento junto à classe de encordoamento. Após a elaboração do diagrama, conforme (ENEL, 2016), é solicitado o parecer de acesso.

#### 4.1.2 UFV B

Para a concessionária *CEMIG*, o procedimento de solicitação do parecer de acesso é, de uma maneira geral, bem similar ao da *ENEL*. As diferenças mais significativas estão na construção do diagrama unifilar. O processo para solicitação de parecer de acesso na *CEMIG* pode ser visto na figura 33.

A concessionária exige em seu diagrama, além do diagrama unifilar da instalação, um diagrama de blocos e uma planta de situação. Quanto aos cabos, exige apenas que seja informado as fases e a secção transversal dos cabos utilizados.

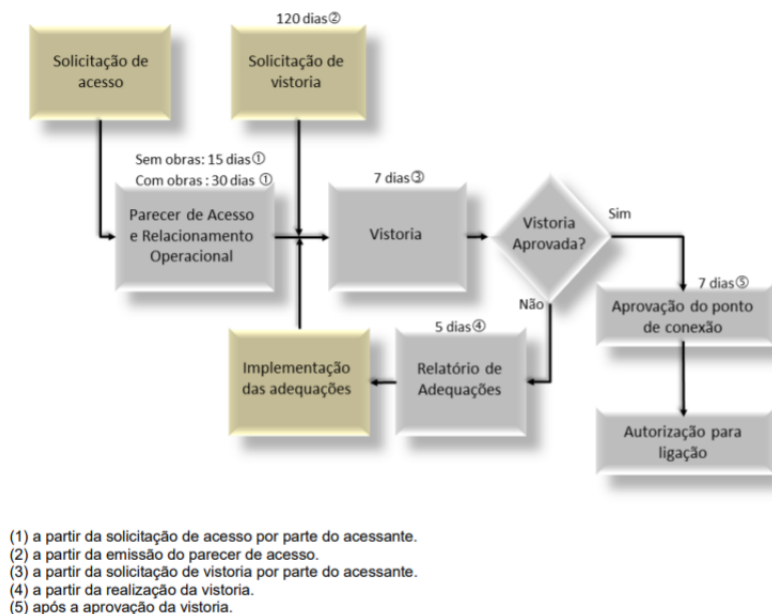


Figura 33 – Processo de homologação de microgeradores

Fonte: Adaptado de (CEMIG, 2015)

## 4.2 Comissionamento

O Comissionamento consiste em executar testes para assegurar que a instalação foi feita corretamente. Novamente, serão encontradas diferenças quanto as exigências das concessionárias.

### 4.2.1 UFV A

Neste processo, são realizadas medições de tensão de circuito aberto das *strings*, corrente de operação dos módulos, tensão com o inversor desligado e tensão com inversor ligado.

Usualmente, a concessionária disponibiliza um modelo de relatório de comissionamento descrevendo como os testes devem ser executados. No exemplo foi medida uma tensão de circuito aberto de 449V e uma corrente de operação de 8,8 A na *string*. Neste momento faz-se necessário verificar se está dentro do esperado.

Aferiu-se, por medição, que a temperatura de operação dos módulos foi de 61,7°C. Sabe-se que a tensão dos módulos possui um coeficiente de correção de temperatura da tensão de -0,29%/°C, da potência de -0,35%/°C, e da corrente de 0,048%/°C para temperatura de operação *NOCT*(IEC GENEVA, SWITZERLAND., 2019) é 45°C (JINKOSOLAR, 2017).

Como mediu-se uma temperatura de 61,7°C, basta subtrair esta temperatura da informada no datasheet (45°C) e multiplicar pelos respectivos coeficientes e somar o resultado

no parâmetro *NOCT* informado pelo datasheet.

Fazendo os devidos cálculos, espera-se uma tensão de 465V e uma corrente de 8,26A. Os valores, em contraste com o que se esperava, estão suficiente próximos para se afirmar que a usina esta operando conforme esperado.

Apos elaborado o relatório, é possível então solicitar a vistoria por parte da concessionária. As figuras 35 e 34 ilustram o resultado final do projeto, cabendo agora uma avaliação de expectativa de geração comparado ao que foi, de fato, encontrado.



Figura 34 – Inversor instalado

Fonte: Autor



Figura 35 – Módulos instalados no cliente A

Fonte: Autor

### 4.2.2 UFV B

Para este caso não é disponibilizado nenhum modelo de relatório de comissionamento, o que dá certa liberdade para as empresas solicitantes no momento de expressar as informações contidas. Isso não isenta o instalador de verificar o correto funcionamento do gerador fotovoltaico através dos testes de tensão de circuito aberto, tensão com inversor e tensão sem inversor.

Todavia, sempre é bom apresentar no relatório um breve histórico de como foi realizada a instalação, quantificando em quantos arranjos fora organizado e apresentar fotos da instalação. Estão disponíveis fotos da instalação nas figuras 37 e 36.



Figura 36 – Microinversor instalado

Fonte: Autor



Figura 37 – Módulos no telhado do cliente B

Fonte: Autor

O microinversor em questão realiza os testes de comissionamento de maneira automática, permitindo que as características sejam verificadas através do sistema de monitoramento instalado.

## 4.3 Resultados

### 4.3.1 UFV A

Devido a ativação da *UFV A* ter sido realizada em Novembro de 2021, foram coletados poucos meses de dados. Porém, já é possível estimar a efetividade do modelo apresentado.

Ao observar a figura 12, observa-se uma irradiação mensal. Estes valores serão utilizados para gerar uma previsão teórica pois, dado que a usina não completou 1 ano ativada, é necessário que se analise a produção de energia mensal.

Da figura 12 é possível construir a seguinte tabela de irradiação e, a partir da equação 1 e das características citadas no Capítulo 2, calcular a geração esperada disposta na tabela 4. Em adicional, através do sistema de monitoramento do gerador, tem-se a geração efetiva alcançada pelo gerador fotovoltaico.

Tabela 4 – Tabela de geração

Mês	I. Corrigida[kWh/m <sup>2</sup> .dia]	Esperado[kWh]	Alcançado[kWh]
Dezembro	5,44	515	512
Janeiro	5,54	525	534
Fevereiro	5,55	526	467

Fonte: Autor

Através da tabela pode-se notar um desvio considerável no mês de fevereiro. Isso se justifica pois, além de causas naturais de variações climáticas, a equação apresentada considera um mês padrão de 28 dias. Corrigindo a Equação para 28 dias a geração esperada cai para 490 kWh.

A diferença que permanece se justifica por variações normais de irradiação e de condições climáticas. Vale lembrar que o fenômeno *Lã Nina* esta elevando as temperaturas e provocando oscilações no clima brasileiro ao longo do período em que os dados foram coletados (GLOBO, 2022).

Outro fator que pode justificar essa diferença observada é que a depreciação dos módulos é acelerada no primeiro ano de usina (JINKOSOLAR, 2017). Este fator pode ser levado em consideração uma vez que a maior variação está no mês mais recente.

Somados todos esses fatores, que poderiam causar alterações, ainda assim tem-se que o modelo utilizado se apresentou como bastante estável e com erros toleráveis dentro de um aspecto anual.

### 4.3.2 UFV B

De maneira análoga, para esta instalação, deve-se retomar a figura 14 e extrair a irradiação media mensal, sem necessidade de correção nesse caso, estimando uma geração provável e comparando com os dados apresentados pelo sistema de monitoramento. A tabela 5 expõe os dados encontrados para esta unidade.



Tabela 5 – Tabela de geração UFV- B

Mês	I. Corrigida[kWh/m <sup>2</sup> .dia]	Esperado[kWh]	Alcançado[kWh]
Março/21	5,12	387,93	130,86
Abril/21	5,02	380,35	501,84
Maió/21	4,49	340,20	344,79
Junho/21	4,32	327,32	460,80
Julho/21	4,56	345,50	511,6
Agosto/21	5,47	414,45	488,67
Setembro/21	5,42	410,66	497,1
Outubro/21	5,59	423,54	421,23
Novembro/21	5,60	424,30	421,21
Dezembro/21	5,80	439,45	447,67
Janeiro/22	5,53	418,99	414,93
Fevereiro/22	5,84	442,48	448,74
Média	5,23	396,27	417,12

Fonte: Autor

Um gráfico da energia obtida pela instalação pode ser consultado na figura 38. Pode-se concluir que, apesar de apresentar desvios na geração, o gerador apresenta valor médio anual satisfatório, apresentando um desempenho acima da geração projetada inicialmente. Essa diferença pode ser justificada pelo fato do sistema apresentar mais MPPT (um por módulo), sendo assim reduzido as perdas inerentes do sistema e aumentando a sua eficiência global, representada por  $\eta$  na Equação 1.

Ressalta-se que através da figura 36 observa-se que uma antena pode ser um ponto de sombreamento parcial. Conforme citado em capítulos anteriores, o cliente foi orientado a realocar a antena para que o sistema atinja sua performance máxima. Essa orientação foi devidamente atendida e os resultados apresentados neste capítulo já consideram o sistema sem sombreamentos.

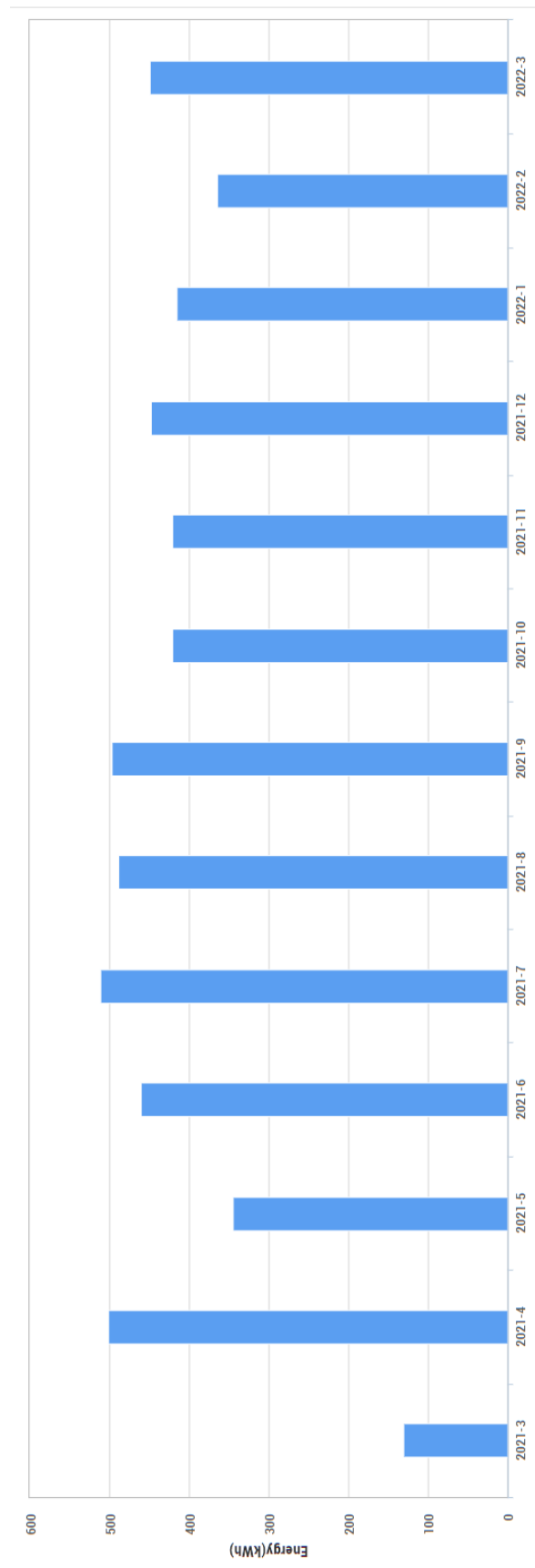


Figura 38 – Dados de geração do cliente B

Fonte: Autor

---

## Conclusão e Trabalhos futuros

Percebe-se que, ao passo que a energia elétrica vem sendo cada dia mais vital para o desenvolvimento do país e que existem problemas de geração em nível nacional, o investimento em geração própria de energia vem se tornando uma opção de investimento cada vez mais atrativa. Além de ser economicamente viável, ela possui benefícios não citados no decorrer do trabalho como a valorização do imóvel onde é instalado e melhora do nível de tensão nas unidades consumidoras que são atendidas pelo sistema de distribuição em tensão secundária próximas à unidade consumidora geradora, conforme verificado pela medição durante o comissionamento.

Apesar de ser uma tecnologia nova, ela tem demonstrado crescimento exponencial mesmo em cenário de pandemia (GREENER, 2022). Novas tecnologias de fabricação tem guiado para um custo cada vez mais baixo destes projetos.

Embora o modelo de dimensionamento apresentado tenha se comportado de maneira satisfatória com pequenos e toleráveis desvios, ele pode ser melhorado com a utilização de software de simulação como *PVSYST*. A utilização de simulação computacional tem sido cada vez mais adotada por empresas integradoras e tem sido um diferencial comercial na apresentação da proposta comercial, passando para o cliente mais segurança.

Observa-se também que, apesar de ser atualmente em pequena quantidade perante o sistema nacional, a modalidade tem capacidade de expansão e cuidados técnicos devem ser tomados para garantir que esse crescimento em geração seja tecnicamente seguro.

É possível encontrar estudos (SILVA, 2013) que mostram o impacto disso na curva de previsibilidade de carga, parâmetro vital no controle do sistema elétrico nacional. O crescimento do fotovoltaico, apesar de boa opção de investimento, adiciona complexidade ao sistema elétrico, o que faz com que seja necessário que se crie agora legislação adequada e indicadores dos impactos da inserção dessa nova tecnologia no sistema.

É possível ver que os órgãos competentes hoje carecem de indicadores de impacto dos sistemas de geração distribuída no sistema elétrico nacional. É necessário que essa discussão se inicie a fim de evitar problemas técnicos futuros e acidentes.

Ao passo que neste trabalho se estudou a inserção de um sistema fotovoltaico, faz-se ne-

cessário entrar em detalhes dos impactos disso na rede elétrica. A inserção de harmônicos no sistema elétrico pode ser perigosa e deve ser melhor estudada. Estudos já recomendam fortemente nessas instalações a utilização de inversores com correção de fator de potência que injetem no sistema somente potência ativa.

Outro ponto que pode ser melhor comentado e a questão do operador nacional do sistema elétrico não dispor hoje de mecanismos para controlar as unidades de geração distribuída. É imperativo que estudos sejam desenvolvidos nesse sentido para monitorar com eficiência a GD no sistema.

---

## Referências

- ABNT. **Instalações elétricas em baixa tensão**. 2004. Disponível em: <tinyurl.com/y5sn8awx>. Acesso em: 29 mar 2022.
- \_\_\_\_\_. **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto**. 2019. Disponível em: <tinyurl.com/3knthuv4>. Acesso em: 21 mar 2022.
- AGENCIA INFRA. **Energia elétrica subiu 280% em 18 anos, enquanto inflação foi de 180%, diz ANEEL**. 2019. Disponível em: <tinyurl.com/ys9head5>. Acesso em: 21 mar 2022.
- ANDRADE, L. M. Análise de diferentes técnicas de mppt aplicadas a sistemas fotovoltaicos sob condições de sombreamento parcial. **Electrical Engineering Department, Federal University of São João del-Rei –UFSJ**, 2019.
- ANEEL. **Resolução Normativa 482/2012**. 2012. Disponível em: <tinyurl.com/3cmk7r8t>. Acesso em: 21 mar 2022.
- \_\_\_\_\_. **Matriz Elétrica Brasileira**. 2022. Disponível em: <tinyurl.com/yxs5vkfp>. Acesso em: 21 mar 2022.
- APSYSTEM. **Datasheet do Microinversor QS1**. 2021. Disponível em: <tinyurl.com/2p8jtj5t>. Acesso em: 29 mar 2022.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa Selic 2021 - Variação ao longo do ano**. 2022. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 21 mar 2022.
- BLOOMBERG. **New Energy Outlook 2021**. 2021. Disponível em: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>. Acesso em: 17 out 2021.
- CANADIAN SOLAR. **Datasheet do Modulo HiKu Canadian Solar 395 - 415w**. 2020. Disponível em: <tinyurl.com/3y4aj5am>. Acesso em: 29 mar 2022.
- CATAPAN, A. Desempenho das distribuidoras de energia elétrica e a relação consumo x pib nos anos de 2006 a 2009. **Revista Economia Tecnologia (RET)**, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.5380/ret.v7i1.26855>.
- CEMIG. **Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão**. 2015. Disponível em: <https:

[//www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/ND.5.30.pdf](http://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/ND.5.30.pdf)>. Acesso em: 21 mar 2022.

\_\_\_\_\_. **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão secundária - Rede de Distribuição Aérea - Edificações Individuais**. 2017. Disponível em: <[tinyurl.com/2mzcamfs](http://tinyurl.com/2mzcamfs)>. Acesso em: 29 mar 2022.

CHEPP, E. D. Estudo comparativo do uso de inversor string e microinversores na geração de energia elétrica de uma instalação fotovoltaica com sombreamento parcial. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2018.

CIMENTO ITAMBÉ. **Tecnologia reduz tempo de construção de usinas**. 2012. Disponível em: <[tinyurl.com/v2843u4m](http://tinyurl.com/v2843u4m)>. Acesso em: 21 mar 2022.

CLAMPER. **Stringbox Clamper 2E-2S**. 2019. Disponível em: <[tinyurl.com/537ddu3s](http://tinyurl.com/537ddu3s)>. Acesso em: 21 mar 2022.

CRESESB. **Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio S. de Brito**. 2022. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 19 mar 2022.

DOGADO, L. E. Análise do comportamento de módulos fotovoltaicos quando conectados em série e paralelo. **DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETRÔNICA, UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**, 2018.

ECORI ENERGIA. **Efeito PID - Degradação Induzida pelo Potencial em Módulos Fotovoltaicos**. 2021. Disponível em: <<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/efeito-pid---degradacao-induzida-pelo-potencial-em-modulos-fotovoltaicos>>. Acesso em: 02 mar 2022.

ENEL. **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição - Rev 04**. 2016. Disponível em: <[tinyurl.com/utxmb9wh](http://tinyurl.com/utxmb9wh)>. Acesso em: 21 mar 2022.

\_\_\_\_\_. **Requisitos para Conexão de Microgeradores e Minigeradores ao Sistema de Distribuição da CELG D**. 2016. Disponível em: <[tinyurl.com/mr2afjba](http://tinyurl.com/mr2afjba)>. Acesso em: 21 mar 2022.

ENERGYFLEX. **CABOS ENERGYFLEX**. 2019. Disponível em: <[tinyurl.com/mr3mzkbz](http://tinyurl.com/mr3mzkbz)>. Acesso em: 21 mar 2022.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2021 (Ano base 2020)**. 2021. Disponível em: <[tinyurl.com/a7cc3xzm](http://tinyurl.com/a7cc3xzm)>. Acesso em: 19 mar 2022.

FARANDA, S. L. R. Energy comparison of mppt techniques for pv systems. **WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEM**, 2020.

GLOBO. **Verão de extremos: por que Brasil vive picos de chuvas e calor em 2022**. 2022. Disponível em: <[tinyurl.com/3uj7rh97](http://tinyurl.com/3uj7rh97)>. Acesso em: 21 mar 2022.

GOVERNO FEDERAL. **Sancionada lei que institui marco legal da geração distribuída**. 2022. Disponível em: <[tinyurl.com/yez66hs](http://tinyurl.com/yez66hs)>. Acesso em: 21 mar 2022.

GREENER. **Sumário Executivo: Estudo de Geração Distribuída - 2º Semestre de 2021**. 2022. Disponível em: <[tinyurl.com/5n7kh4dr](http://tinyurl.com/5n7kh4dr)>. Acesso em: 19 mar 2022.

GROWATT. **Datasheet for Growatt MIC 1000-3000TL-X Mono Inverter**. 2015. Disponível em: <[tinyurl.com/2p8scanw8](http://tinyurl.com/2p8scanw8)>. Acesso em: 19 mar 2022.

\_\_\_\_\_. **Manual de Instalação e Operação MIC 750 - 3000TL-X**. 2018. Disponível em: <[tinyurl.com/5ch5p64b](http://tinyurl.com/5ch5p64b)>. Acesso em: 21 mar 2022.

IEC GENEVA, SWITZERLAND. **CEI/IEC 60891: Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics**. 2019.

IV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E V CONFERENCIA LATINO-AMERICANA DA ISES. **Ábacos para análise simplificada de orientação e inclinação de sistemas solares fotovoltaicos integrados a edificações**. 2012. Disponível em: <[tinyurl.com/2md99a4s](http://tinyurl.com/2md99a4s)>. Acesso em: 19 mar 2022.

JINKOSOLAR. **Datasheet for CheetahPerc JKM390-410M Monoperc - Half cell Module**. 2017. Disponível em: <[tinyurl.com/2p84eryp](http://tinyurl.com/2p84eryp)>. Acesso em: 19 mar 2022.

LIMA, A. A. Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia. **SciELO**, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/1806-9126-rbef-2019-0191>>.

MIRANDA, G. J. Be prepared! an overview on process industry options in the deregulated power era. **IEEE industry applications magazine**, 2003. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/MIA.2003.1180945>>.

NUNES, H. M. Estudo comparativo técnico-financeiro de usinas fotovoltaicas utilizando módulos de silício monocristalinos e policristalinos. **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2020.

PROCEL. **Dicas de economia de energia**. 2022. Disponível em: <[tinyurl.com/yckmk3d4](http://tinyurl.com/yckmk3d4)>. Acesso em: 19 mar 2022.

SILVA, M. F. D. Análise do impacto da geração distribuída sobre a rede elétrica de distribuição devido a utilização de geradores fotovoltaicos. **UNISINOS**, 2013.

SOLAR ENERGY. **Como funciona a Energia Solar?** 2022. Disponível em: <<https://solarenergy.com.br/atendimento/cuiaba-MT/>>. Acesso em: 21 mar 2022.

SOLAR GROUP. **MANUAL DE MONTAGEM - LINHA SMART TELHADO FIBROCIMENTO - PRISIONEIRO PARA MADEIRA**. 2018. Disponível em: <[tinyurl.com/5cmu8zz3](http://tinyurl.com/5cmu8zz3)>. Acesso em: 21 mar 2022.

SONNENENERGIE, D. G. F. **Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers**. 2nd. ed. Earthscan Publications Ltd., 2008. (Planning and Installing Series). ISBN 1844074420; 9781844074426; 9781435616226; 1435616227. Disponível em: <[libgen.li/file.php?md5=462da2a115a7f199ed16dc43ce1cc3a8](http://libgen.li/file.php?md5=462da2a115a7f199ed16dc43ce1cc3a8)>.