

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Elton Rodrigo dos Santos**

**MICRORREDES NO APRIMORAMENTO DOS INDICADORES DE  
CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Santa Maria, RS  
2023

**Elton Rodrigo dos Santos**

**MICRORREDES NO APRIMORAMENTO DOS INDICADORES DE  
CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Marchesan

Santa Maria, RS  
2023

Santos, Elton Rodrigo dos Santos  
Microrredes no aprimoramento dos indicadores de  
continuidade de fornecimento em sistemas de distribuição  
de energia elétrica / Elton Rodrigo dos Santos Santos.-  
2023.  
120 p.; 30 cm

Orientador: Gustavo Marchesan Marchesan  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2023

1. Microrredes 2. Operação ilhada 3. Indicadores de  
continuidade 4. Geração distribuída I. Marchesan, Gustavo  
Marchesan II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, ELTON RODRIGO DOS SANTOS SANTOS, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

**Elton Rodrigo dos Santos**

**MICRORREDES NO APRIMORAMENTO DOS INDICADORES DE  
CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovada em 28 de setembro de 2023:

---

**Gustavo Marchesan, Dr. (UFSM)**

(Presidente/Orientador)

---

**Aécio de Lima Oliveira, Dr. (UFSM)**

---

**Chrystian Dalla Lana da Silva, Dr. (UNIPAMPA)**

Santa Maria, RS  
2023.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado força para seguir em frente nos momentos difíceis pelos quais passamos neste longo período desde a graduação até o mestrado, pois afinal a vida “lá fora” não para.

Agradeço à minha companheira Laís e ao meu filho Lorenzo, por estarem ao meu lado durante este período da minha vida, já que muitas vezes tivemos de abdicar do convívio social em decorrência dos estudos.

Agradeço a todos os meus familiares, principalmente ao meu pai e à minha mãe, que sempre me deram o incentivo e apoio para que eu continuasse em busca dos meus objetivos e no caminho ao qual escolhi trilhar desde o momento que ingressei no técnico, graduação e agora no mestrado.

Agradeço aos professores da Universidade Federal de Santa Maria, em especial ao professor Gustavo Marchesan, pela orientação, apoio, compreensão e dedicação a mim concedida durante o período de mestrado.

Agradeço aos colegas do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, na figura do mestrando Eleandro Marques, pelo aprendizado compartilhado, companheirismo e parceria ao longo do curso.

Agradeço aos meus amigos e colegas de trabalho pelo apoio e compreensão que tiveram comigo ao longo desse curso, aqui representados pelo Sr. Ederson Pereira Madruga, pelo conhecimento que me foi transmitido nestes anos de convívio profissional.

Agradeço à Cooperativa CERTAJA Energia por ter me propiciado em 2009 a oportunidade de fazer parte da equipe, onde foi o início da minha trajetória no mundo da eletricidade, de modo que hoje apresento essa dissertação de mestrado.

A percepção do desconhecido é a mais fascinante das experiências. O homem que não tem os olhos abertos para o misterioso passará pela vida sem ver nada.

Albert Einstein

## RESUMO

### MICRORREDES NO APRIMORAMENTO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AUTOR: Elton Rodrigo dos Santos

ORIENTADOR: Gustavo Marchesan

A integração crescente das unidades de geração distribuída (GD) ao sistema de distribuição das distribuidoras é uma realidade presente. Em um cenário em que a qualidade da prestação dos serviços das distribuidoras e a qualidade do produto energia são amplamente fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pela sociedade, as distribuidoras buscam constantemente alternativas para melhorar seus indicadores. Diante disso, operação ilhada das unidades geradoras surge como uma possibilidade a ser avaliada. Isso porque, através da formação de microrredes essas fontes de geração distribuída podem garantir a continuidade do fornecimento de energia em caso de interrupções na fonte principal da distribuidora. Logo, as unidades de GD, ao assumir o fornecimento de energia às unidades consumidoras conectadas do sistema, trazem benefícios tanto para a distribuidora quanto para os consumidores. Sendo assim, com esta dissertação busca-se analisar a implementação da operação ilhada por meio de microrredes e seus impactos e aprimoramentos nos indicadores de continuidade. Para isso, foi selecionado um sistema de distribuição real pertencente à distribuidora de energia elétrica CERTAJA. Os dados técnicos da rede de distribuição foram extraídos do sistema técnico no formato da base de dados geográfica da distribuidora (BDGD) e posteriormente modelados para fins de simulação. Em seguida, foi avaliada a capacidade da geração distribuída do alimentador, neste caso uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), conectada ao sistema de distribuição da permissionária. Com base em registros históricos, foi avaliada a capacidade da PCH de atender à demanda de carga. Posteriormente, examinou-se o grau de segmentação da rede e definiu-se a abrangência de quatro microrredes. Em seguida, foram realizadas as simulações do fluxo de potência em regime permanente utilizando o *software* OpenDSS, no modo Quasi-Static Time Series, para um período de 24 horas. Através das simulações, foi

avaliada a condição de operação na formação de cada microrrede, analisando o desequilíbrio entre fases, índices de transgressão de tensão e fator de potência. Além disso, foram analisados os dados históricos de interrupções no fornecimento no circuito alimentador e verificado que a operação ilhada das microrredes resulta em redução nos indicadores DEC e FEC. Por fim, foram propostas uma série de orientações e medidas para estabelecer o acordo operativo, rotina de programação da operação e criar procedimentos operacionais entre o agente de geração e a distribuidora.

**Palavras-chave:** Operação ilhada, Microrredes, Geração Distribuída, Indicadores de Continuidade.



## **ABSTRACT**

### **MICROGRIDS IN IMPROVING SUPPLY CONTINUITY INDICATORS IN ELECTRIC POWER DISTRIBUTION SYSTEMS**

AUTHOR: Elton Rodrigo dos Santos

ADVISOR: Gustavo Marchesan

The increasing integration of distributed generation (DG) units into the distributors' distribution system is a current reality. In a scenario in which the quality of service provision by distributors and the quality of the energy product are widely monitored by the National Electric Energy Agency (ANEEL) and by society, distributors are constantly looking for alternatives to improve their indicators. In view of this, islanded operation of generating units appears as a possibility to be evaluated. This is because, through the formation of microgrids, these distributed generation sources can guarantee the continuity of energy supply in the event of interruptions in the distributor's main source. Therefore, the DG units, when assuming the supply of energy to the connected consumer units of the system, bring benefits to the distributor and consumers both. Therefore, this dissertation seeks to analyze the implementation of islanded operations through microgrids and its impacts and improvements in continuity indicators. For this, a real distribution system belonging to the electrical energy distributor CERTAJA was selected. The technical data of the distribution network was extracted from the technical system in the format of the distributor's geographic database (BDGD) and subsequently modeled for simulation purposes. Next, the distributed generation capacity of the feeder was evaluated, in this case, a Small Hydroelectric Plant (PCH), connected to the permission holder's distribution system. Based on historical records, the PCH's ability to meet load demand was assessed. Subsequently, the degree of network segmentation was examined and the scope of four microgrids was defined. Next, steady-state power flow simulations were carried out using the OpenDSS software in Quasi-Static Time Series mode for a period of 24 hours. Through simulations, the operating condition in the formation of each microgrid was evaluated, analyzing the imbalance between phases, voltage transgression indices and power factor. Furthermore, historical data on supply interruptions in the feeder circuit was analyzed and it was verified that the islanded operation of microgrids

results in a reduction in DEC and FEC indicators. Finally, a series of guidelines and measures were proposed to establish the operating agreement, operation programming routine and create operational procedures between the generation agent and the distributor.

**keywords:** Islanded operation, Microgrids, Distributed Generation, Continuity Indicators.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Diagrama unifilar rede de distribuição .....	38
Figura 3.2 - Curva de carga padrão de consumidor residencial .....	44
Figura 3.3 - Curva de carga padrão de consumidor rural .....	45
Figura 3.4 - Curva de carga padrão de consumidor comercial e poder público .....	45
Figura 3.5 – Interface supervisão sistema SCADA .....	49
Figura 3.6 – Obtenção da carga de acordo com sentido do fluxo de energia .....	54
Figura 3.7 - Potência média diária injetada e potência média carga em 2021 .....	55
Figura 3.8 - Potência média diária injetada e potência média carga em 2022 .....	56
Figura 3.9 – Configuração equipamento de manobras existentes .....	60
Figura 3.10 – Topologia equipamentos de manobras e abrangência das microrredes .....	61
Figura 4.1 – Diagrama unifilar e faseamento da rede primaria .....	63
Figura 4.2 – Carregamento potência ativa e reativa saída do alimentador .....	64
Figura 4.3 - Tensão e corrente - Saída do AL VAS-CT5 .....	65
Figura 4.4 - Fator de Potência Saída do AL VAS-CT5 .....	66
Figura 4.5 - Perfil de tensão no AL VAS-CT5 5:00h .....	66
Figura 4.6 - Perfil de tensão no AL VAS-CT5 21:00h .....	67
Figura 4.7 – Área de operação da microrrede 1 e zona desenergizada .....	68
Figura 4.8 – Carregamento potência ativa e reativa saída usina com microrrede 1 ..	69
Figura 4.9 - Tensão e corrente na saída da Usina com a microrrede 1 .....	70
Figura 4.10 - Fator de Potência saída da Usina com a microrrede 1 .....	71
Figura 4.11 - Perfil de tensão na microrrede 1 às 5h .....	72
Figura 4.12 - Perfil de tensão na microrrede 1 às 21h .....	72
Figura 4.13 – Abrangência da microrrede 1 .....	73
Figura 4.14 – Capacidade de Geração (2021) e demanda da microrrede 1 .....	76
Figura 4.15 – Capacidade de Geração (2022) e demanda da microrrede 1 .....	76
Figura 4.16 – Zona de operação da microrrede 2 e zona desenergizada .....	77
Figura 4.17 – Carregamento potência ativa e reativa saída usina com microrrede 2	78
Figura 4.18 - Tensão e corrente na saída da Usina com a microrrede 2 .....	79
Figura 4.19 - Fator de Potência saída da Usina com a microrrede 2 .....	80
Figura 4.20 - Perfil de tensão na microrrede 2 às 5h .....	80

Figura 4.21 - Perfil de tensão na microrrede 2 às 21h .....	81
Figura 4.22 – Abrangência da microrrede 2 .....	82
Figura 4.23 – Capacidade de Geração (2021) e demanda da microrrede 2 .....	84
Figura 4.24 – Capacidade de Geração (2022) e demanda da microrrede 2 .....	85
Figura 4.25 – Zona de operação da microrrede 3 e zona desenergizada .....	86
Figura 4.26 – Carregamento potência ativa e reativa saída usina com microrrede 3	87
Figura 4.27 - Tensão e corrente na saída da Usina com a microrrede 3 .....	88
Figura 4.28 - Fator de Potência saída da Usina com a microrrede 3 .....	89
Figura 4.29 - Perfil de tensão na microrrede 3 às 5h .....	89
Figura 4.30 - Perfil de tensão na microrrede 3 às 21h .....	90
Figura 4.31 – Abrangência da microrrede 3 .....	91
Figura 4.32 – Capacidade de Geração (2021) e demanda da microrrede 3 .....	93
Figura 4.33 – Capacidade de Geração (2022) e demanda da microrrede 3 .....	94
Figura 4.34 – Zona de operação da microrrede 4 .....	95
Figura 4.35 – Carregamento potência ativa e reativa saída usina com microrrede 4	96
Figura 4.36 - Tensão e corrente na saída da Usina com a microrrede 4 .....	97
Figura 4.37 - Fator de Potência saída da Usina com a microrrede 4 .....	98
Figura 4.38 - Perfil de tensão na microrrede 4 às 5h .....	98
Figura 4.39 - Perfil de tensão na microrrede 4 às 21h .....	99
Figura 4.40 – Abrangência da microrrede 4 .....	100
Figura 4.41 – Capacidade de Geração (2021) e demanda da microrrede 4 .....	102
Figura 4.42 – Capacidade de Geração (2022) e demanda da microrrede 4 .....	103

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Faixas de classificação de tensões .....	31
Tabela 3.1 - Características Alimentador de distribuição VAS–CT5 .....	37
Tabela 3.2 – Modelo de cargas .....	42
Tabela 3.3 – Unidades consumidoras conectadas no SDBT extratos definidos .....	44
Tabela 3.4 – Comparativo entre tecnologias de comunicação .....	53
Tabela 3.5 – Frequência horária de geração mensal em 2021 .....	57
Tabela 3.6 – Frequência horária de geração mensal em 2022 .....	57
Tabela 3.7 – Frequência de disponibilidade de geração por faixa de potência e período no ano de 2021 .....	58
Tabela 3.8 – Frequência de disponibilidade de geração por faixa de potência e período no ano de 2022 .....	59
Tabela 4.1 – Demanda máxima no ilhamento da microrrede 1 .....	74
Tabela 4.2 – Capacidade de geração horária da usina PCH .....	74
Tabela 4.3 – Frequência de disponibilidade de geração por potência e período .....	75
Tabela 4.4 – Demanda máxima no ilhamento da microrrede 2 .....	82
Tabela 4.5 – Capacidade de geração horária da usina PCH .....	83
Tabela 4.6 – Frequência de disponibilidade de geração por potência e período .....	84
Tabela 4.7 – Demanda máxima no ilhamento da microrrede 3 .....	91
Tabela 4.8 – Capacidade de geração horária da usina PCH .....	92
Tabela 4.9 – Frequência de disponibilidade de geração por potência e período .....	93
Tabela 4.10 – Demanda máxima no ilhamento da microrrede 4 .....	100
Tabela 4.11 – Capacidade de geração horária da usina PCH .....	101
Tabela 4.12 – Frequência de disponibilidade de geração por potência e período ..	102
Tabela 4.13 – Índices coletivos de continuidade geral AL - VAS CT5.....	104
Tabela 4.14 – Índices coletivos de continuidade supridora AL - VAS CT5.....	104
Tabela 4.15 – Índices coletivos de continuidade por frequência e horas de duração .....	105

## LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação brasileira de normas técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
AWG	<i>American Wire Gauge</i>
BGDG	Base de dados geográfica da distribuidora
BT	Baixa Tensão
CAA	Cabo com Alma de Aço
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração individual de interrupção por unidade consumidora
DICRI	Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora
DRC	Duração relativa da transgressão de tensão crítica
DRP	Duração relativa da transgressão de tensão precária
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
FIC	Frequência individual de interrupção por unidade consumidora
FP	Fator de potência
GD	Geração Distribuída
GIS	<i>Geographic Information System</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
MC	Modelos de Carga
MRT	Monofásica com Retorno por Terra
MT	Média Tensão
NBR	Norma brasileira
OPENDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
Pu	Valores por unidade
SE	Subestação de Energia
SEP	Sistema Elétrica de Potência
UC	Unidade consumidora
ZIP	Impedância, Corrente e Potência

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>16</b>
1.1	MOTIVAÇÃO .....	17
1.2	OBJETIVOS.....	17
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivos gerais.....</b>	<b>17</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos.....</b>	<b>18</b>
1.3	ESTADO DA ARTE.....	18
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	21
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRAFICA .....</b>	<b>22</b>
2.1	ESTUDOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	22
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	23
2.3	REDES INTELIGENTES.....	24
2.4	MICRORREDES .....	25
2.5	ILHAMENTO.....	26
2.6	PROCEDIMENTOS REGULATÓRIOS.....	27
<b>2.6.1</b>	<b>Prodist Módulos 1,3,4.....</b>	<b>29</b>
<b>2.6.2</b>	<b>Prodist Módulo 8.....</b>	<b>30</b>
<b>2.6.3</b>	<b>Fator de potência e tensão em regime permanente .....</b>	<b>30</b>
<b>2.6.4</b>	<b>Indicadores de continuidade do serviço de distribuição .....</b>	<b>32</b>
<b>3</b>	<b>ESTUDO CASO EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL .....</b>	<b>36</b>
3.1	METODOLOGIA .....	36
3.2	CONFIGURAÇÃO DO ALIMENTADOR .....	37
3.3	REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA .....	38
3.4	REDE DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA.....	39
3.5	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO.....	39
3.6	CAPACITORES E COMPENSADORES DE REATIVOS.....	40
3.7	REGULADORES DE TENSÃO.....	40
3.8	EQUIPAMENTOS RELIGADORES .....	41
3.9	CARACTERIZAÇÃO DA CARGA TÍPICAS E MODELO DE CARGAS .....	41

<b>3.9.1 Modelos De Cargas.....</b>	<b>41</b>
<b>3.9.2 Curva de carga típica das unidades consumidoras .....</b>	<b>42</b>
3.10 GERAÇÃO DISTRIBUIDA PCH.....	46
3.11 ANÁLISE DE REQUISITOS PARA ILHAMENTO .....	47
<b>3.11.1 Sistema SCADA .....</b>	<b>47</b>
<b>3.11.2 Automação da rede de distribuição e interface de equipamentos .....</b>	<b>49</b>
<b>3.11.3 Sistemas de comunicação .....</b>	<b>50</b>
<b>3.11.4 Análise da geração, carga e seccionamento das ilhas .....</b>	<b>53</b>
<b>4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS .....</b>	<b>62</b>
4.1 PROJEÇÕES DE CENÁRIOS DE ATENDIMENTO DA CARGA .....	62
<b>4.1.1 Cenário base: atendimento total da carga pela supridora .....</b>	<b>62</b>
<b>4.1.2 Zona de ilhamento 1: atendimento da demanda equivalente a 0,2 MW ...</b>	<b>67</b>
<b>4.1.3 Análise das condições para operação ilhada da microrrede 1.....</b>	<b>73</b>
<b>4.1.4 Zona de ilhamento 2: atendimento da demanda equivalente a 0,87 MW .</b>	<b>77</b>
<b>4.1.5 Análise das condições para operação ilhada da microrrede 2.....</b>	<b>81</b>
<b>4.1.6 Zona de ilhamento 3: atendimento da demanda equivalente a 1,35 MW .</b>	<b>85</b>
<b>4.1.7 Análise das condições para operação ilhada da microrrede 3.....</b>	<b>90</b>
<b>4.1.8 Zona de ilhamento 4: atendimento da demanda total em 2,12 MW .....</b>	<b>94</b>
<b>4.1.9 Análise das condições para operação ilhada da microrrede 4.....</b>	<b>99</b>
4.2 AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE.....	103
4.3 DISCUSSÕES GERAIS, INSTRUÇÕES E ROTINAS OPERATIVAS .....	106
<b>4.3.1 Rotina de programação da geração .....</b>	<b>107</b>
<b>4.3.2 Rotina operacional.....</b>	<b>110</b>
<b>5 CONCLUSÃO.....</b>	<b>113</b>
5.1 TRABALHOS FUTUROS.....	114
5.2 TRABALHOS PUBLICADOS .....	114
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>115</b>





## 1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o sistema elétrico brasileiro teve um grande aumento na demanda de energia elétrica, impulsionado pelo incremento de novas cargas e pelo aumento no consumo da população já conectada ao sistema.

Esse aumento de demanda de energia elétrica gera um efeito cascata em todos os segmentos da matriz energética brasileira (distribuição, transmissão e geração), fazendo com que os agentes detentores da concessão/permissão tenham que investir cada vez mais no sistema elétrico, afim de manter a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica.

A inserção massiva de fontes renováveis, sejam elas geração distribuída (GD) ou centralizada, está mudando a forma de produzir, distribuir e, de certa forma, consumir energia elétrica. Segundo EPE (2023), a geração elétrica a partir de fontes não renováveis representou, no ano de 2022, aproximadamente 12,3% do total nacional, contra 22,6% em 2021. Esse aumento na geração elétrica a partir de fontes renováveis é impulsionado pelo crescimento na disponibilidade de energia elétrica fotovoltaica.

Dentre as fontes renováveis, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) também são importantes devido a sua capacidade de fornecer energia renovável e limpa, promover o desenvolvimento regional, reduzir o impacto ambiental em comparação com grandes hidrelétricas, garantir disponibilidade no fornecimento de energia, possibilitar a diversificação da matriz energética e contribuir para a segurança energética (CERREGARO; PERIUS, 2012).

Em um cenário em que a qualidade da prestação dos serviços das distribuidoras e do produto energia estão tão em voga. A utilização destes recursos de geração pode ser explorada para suprir possível falhas no suprimento da fonte principal da rede de distribuição. Isso se torna possível através da aplicação da topologia de microrredes conectadas ao sistema de distribuição, de forma que as fontes de geração distribuída possam atender totalmente ou parcialmente as cargas do sistema de distribuição de forma ilhada da rede principal.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Com a crescente integração de unidades geradoras ao sistema de distribuição das concessionárias e permissionárias e diante das metas cada vez mais rígidas por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da sociedade em relação à confiabilidade do fornecimento, identifica-se uma oportunidade de utilizar essas fontes de geração para assegurar a continuidade do fornecimento de energia às cargas conectadas ao sistema, mesmo em casos de falhas.

Neste caso, em uma ocorrência de interrupção do fornecimento de energia da fonte principal da distribuidora ou manutenções programadas, as unidades geradoras distribuídas (GDs) poderiam assumir o suprimento das unidades consumidoras conectadas ao sistema, trazendo vantagens tanto para a distribuidora quanto para seus clientes.

Diante disso, surge a oportunidade de avaliar a viabilidade da implementação de microrrede em um sistema de distribuição real da distribuidora de energia elétrica.

Avaliando essa possibilidade, verificou-se que a permissionária CERTAJA Energia, em sua área de permissão, possui uma região em que o atendimento é feito por um alimentador radial, sem a possibilidade de transferências de carga.

No entanto, este circuito apresenta a conexão de uma usina do tipo PCH, com potência equivalente à demanda da carga do sistema. Assim, surge a possibilidade de analisar a capacidade de operação ilhada através de microrredes aplicadas em regiões deste alimentador de distribuição.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivos gerais

Analisar a possibilidade de operação ilhada de um sistema de distribuição rural através de microrredes, buscando identificar a região do circuito mais indicada para localização das microrredes.

Paralelamente, objetiva-se avaliar se a usina PCH conectada ao alimentador tem a capacidade de suprir a demanda da carga. Posteriormente, serão definidos os cenários de atendimento da carga e realizadas as simulações no *software* OpenDSS.

Por fim, após efetuar as análises do fluxo de potência em regime permanente, será elaborada a análise de impacto nos resultados dos indicadores continuidade e estabelecimento de rotinas e instruções operativas.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

O presente trabalho possui como objetivo específico:

- Definir circuito base, efetuar extração e modelagem dos dados técnicos do alimentador para sintaxe *software* de simulação;
- Avaliar capacidade de potência das fontes de Geração Distribuída no circuito a ser estudado;
- Determinar área de abrangência de cada microrrede no sistema de distribuição;
- Efetuar análise em regime permanente nos cenários de simulações implementados no *software* OpenDSS;
- Analisar as condições de operação das microrredes e impactos nos indicadores de continuidade;
- Elaborar proposta de rotina de programação da operação e instruções operativas.

### 1.3 ESTADO DA ARTE

Yu An et al. (2020) propuseram uma estratégia de ilhamento ciber-física orientada, com o objetivo de aumentar a resiliência do sistema de distribuição em situações de ilhamento não planejado. Nesse trabalho, a transição de ilhamento foi implementada utilizando dispositivos de coordenação ciber-físicos com base em dados de medição compartilhados. Na operação ilhada, um método de

compartilhamento de energia baseado em mestre-escravo foi proposto para mitigar as flutuações. O método foi implementado em uma rede de distribuição na China e os resultados demonstraram a eficácia e viabilidade da estratégia proposta. Pode-se observar, com base nos resultados obtidos no trabalho, que a região ilhada na estratégia proposta é mais flexível em relação à operação em ilha de uma microrrede pré-definida. Além disso, o ponto de reconexão é mais flexível na nova estratégia proposta. No entanto, o desempenho do controle de frequência na estratégia proposta não pode ser garantido quando as GD estão dispersas ou há uma alta penetração de GD intermitentes na área ilhada. A microrrede é principalmente aplicada a uma pequena região com geradores e cargas concentradas, enquanto o método de ilhamento proposto é projetado para redes de distribuição comuns. A estratégia proposta é uma medida de emergência que pode aumentar a resiliência da rede de distribuição, mitigando a interrupção em uma situação de ilhamento em áreas não planejadas.

Já Chidzonga e Nleya (2020) trazem a noção de funcionamento de grupos de cargas de geração, definidas como microrredes, que são normalmente conectadas ao sistema de distribuição ou operando de forma isolada. Esse novo paradigma está alterando o cenário tradicional da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, gerando um fluxo bidirecional, devido à integração dos recursos de energia renovável ao sistema. As microrredes podem ser colocadas próximas às cargas, de modo a se ter uma melhora na confiabilidade e também reduzir as perdas no sistema. Entretanto, o crescimento em números absolutos desses sistemas na distribuição aumentará cada vez mais a complexidade operacional de análise e projeções do sistema elétrico de potência.

O trabalho desenvolvido por Mendonça (2014) traz uma proposta de sistema para ilhamento intencional automático de uma microrrede alimentada por GD, com geração baseada em máquina síncrona. Neste trabalho, o autor propôs uma reconfiguração da rede de forma automática, com o intuito de manter o fornecimento de energia para os consumidores alimentados pela parte íntegra da rede de distribuição. No desenvolvimento do trabalho, foi utilizada uma rede real, onde já é praticado o ilhamento, porém na forma manual. Ao final dos estudos elaborados, concluiu-se a viabilidade do sistema de automação proposto no projeto.

A pesquisa de Pilo, Celli e Mocci (2004) tem como objetivo a proposição de um algoritmo para definição da melhor alocação de equipamentos seccionadores automáticos, com o intuito de ilhar a rede automaticamente.

Os autores abordam a concepção de redes de distribuição ativas e expressam a importância do ilhamento intencional, de modo a garantir a melhoria da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, em virtude do aumento da penetração das GD no sistema de distribuição. Neste trabalho os autores deixam claro a necessidade de estudos de planejamento, de modo a analisar as configurações das ilhas propostas, visando à manutenção dos níveis de tensão e frequência em um patamar adequado. Além disso, destacam o estudo de estabilidade da ilha, com base nos geradores e cargas e o estudo de curto-circuito, que são fatores determinantes para se garantir a qualidade do fornecimento e para possibilitar os ajustes corretos dos equipamentos de proteção.

Em Krishnan e Gaonkar (2012) foi proposta uma estratégia de gerenciamento de rede com a geração distribuída conectada à rede, quando ela é operada de forma ilhada, por meio do controle do inversor associado à GD. A configuração do sistema quando a GD opera em paralelo com a rede da distribuidora fica no modo de controle de corrente, provendo a energia necessária para a carga. Em caso de falha no fornecimento pela distribuidora e o ilhamento seja estabelecido, o modo de operação é alterado para o controle de tensão. Caso necessário, é realizado um corte de cargas do sistema, de modo a manter a estabilidade da tensão e em níveis adequados.

Peralta (2010) compartilha, em seu trabalho, as experiências da empresa BC Hydro, uma representante do setor elétrico canadense, a respeito das estratégias de ilhamento estabelecidas. Uma delas se refere a uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) de 6 MW, conectada a um alimentador de 25 kV, onde em 2008 foram realizados vários testes com conexão e desconexão de cargas, visando garantir o suprimento e a qualidade da energia no instante e durante o ilhamento. O ilhamento foi estabelecido por um período de aproximadamente seis horas e garantiu o fornecimento de energia para aproximadamente mil unidades consumidoras. Esse fato trouxe aumento da satisfação dos clientes e redução nos indicadores de continuidade, quando comparados com o ano anterior.

Já Gomes e Morcos (2008) tratam os pontos de vista das distribuidoras e dos consumidores no que se refere às vantagens e desvantagens da operação ilhada. Os

autores do trabalho concluem que o ilhamento é vantajoso para o consumidor e tecnicamente aceitável para as distribuidoras. No entanto, representa grandes desafios, como evitar a energização do sistema de forma indevida e inesperada, sob pena do risco operacional do sistema e o risco de vida aos seus trabalhadores e também garantir a qualidade e estabilidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

#### 1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho é composto por cinco capítulos, incluindo esse introdutório, que apresenta a introdução e a motivação para realizar a pesquisa, assim como os objetivos gerais e específicos e o estado da arte que aborda demais trabalhos da literatura que envolvem esse tema.

No segundo capítulo será realizada uma revisão bibliográfica, relacionando a geração de energia distribuída, redes inteligentes, ilhamento e microrredes. Neste capítulo também serão abordadas as questões regulatórias relacionadas à qualidade do serviço do produto para agentes de distribuição.

O terceiro capítulo apresentará a metodologia utilizada para definir o estudo de caso, características do alimentador, tipos de equipamentos conectados ao alimentador, requisitos para ilhamento e as características da fonte de geração distribuída PCH.

Já no quarto capítulo serão apresentados todas as simulações, resultados e análises para cada cenário proposto.

Por fim, no quinto capítulo, têm-se as conclusões, sugestões de trabalhos futuros e os trabalhos publicados durante esta pesquisa.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo é apresentada a revisão bibliográfica dessa dissertação. Serão abordados assuntos relacionados aos temas de: fluxo de potência, geração de energia distribuída, redes inteligentes, ilhamento, microrredes e regulação.

### 2.1 ESTUDOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com Kersting (2012) “[...] a análise de um sistema de distribuição de energia elétrica pode ser dividida em dois estudos básicos:” análise do fluxo de potência e estudo de curto circuito.

Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2005), no estudo de fluxo de potência têm-se a resolução do circuito elétrico que representa a rede de energia, conforme sua topologia, com as constantes elétricas dos elementos, assim como as variáveis que compõem o sistema de distribuição. Diante do exposto, o fluxo de potência tem por finalidade:

- a) O cálculo das perdas em relação à potência e energia, permitindo, através da comparação de demanda e energia das cargas, definir a necessidade da realização de outros estudos, com objetivo de alcançar a condição operativa desejada do sistema;
- b) O cálculo da corrente e da potência que fluem pelos trechos da rede, sendo através desse possível verificar os limites de carregamentos dos segmentos;
- c) O cálculo das tensões nas barras de rede, permitindo verificar se os níveis de tensão estão tecnicamente corretos;
- d) Em redes assimétricas e com cargas desequilibradas, permite determinar tal desequilíbrio de corrente e tensão e, através destes dados, dar subsídios para a elaboração de novos estudos para a condução dos desequilíbrios a valores tecnicamente aceitáveis;
- e) Em função da frequência e parâmetros de rede, é possível estabelecer a distorção harmônica oriunda da injeção de harmônicas em algumas barras específicas.



De acordo com Barouche (2017), o fluxo de carga, como também é denominado, tem uma grande importância no planejamento das redes, possuindo como uma das funções identificar a viabilidade de inclusão de novas cargas, sendo possível avaliar o comportamento e os limites operacionais do sistema de distribuição.

Como lembram Kagan, Oliveira e Robba (2005), no estudo de curto-circuito, tem-se por objetivo obter as correntes e tensões quando ocorre algum defeito em algum ponto do sistema elétrico analisado. A obtenção das sobrecorrentes e sobretensões fornece subsídios de suma importância para:

- a) Determinar a proteção contra sobrecorrentes dos componentes do circuito, tais como transformadores, reguladores e linhas, entre outros;
- b) Especificar equipamentos de proteção como, por exemplo, disjuntores, reles e fusíveis;
- c) Proteções de pessoas, principalmente nos defeitos com relação à terra;
- d) Quando na ocorrência de curtos-circuitos, analisar as sobretensões do sistema, especialmente no que se refere ao rompimento da isolação dos equipamentos.

De acordo com Mamede (2017), os equipamentos conectados ao sistema elétrico, quando contribuem com a intensidade da corrente do defeito, são considerados como fonte de correntes de curto-circuito, como é o caso dos geradores e motores de indução.

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração de energia pode ser classificada em dois modelos principais: Geração Distribuída e Geração Centralizada. Essas abordagens diferem na forma como a energia elétrica é produzida e entregue aos consumidores.

A Geração Centralizada (GC) é baseada em grandes usinas usando fontes convencionais como termelétricas, hidrelétricas, nucleares ou a carvão. Elas ficam em locais remotos próximos a recursos naturais, transmitindo energia via redes de alta tensão para consumidores distantes.

Já a Geração Distribuída (GD), segundo o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) módulo 1, são as centrais

geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, despachadas ou não despachadas pelo ONS.

As GDs a partir de fontes renováveis têm crescido, tanto em termos de desenvolvimento tecnológico quanto de investimentos (LORA; HADDAD, 2006; REN21, 2020).

Esta possibilidade dos consumidores e empresas gerarem sua própria energia por meio da GD reduz a dependência da rede elétrica e pode melhorar os índices de confiabilidade. No entanto, como destacado pela IEA (2020), surgem desafios técnicos na integração dessas fontes de geração à rede de distribuição, bem como na operação e na gestão do impacto das novas instalações nas redes existentes. A transição para um sistema de energia mais descentralizado e renovável requer planejamento cuidadoso e investimentos em infraestrutura para garantir a estabilidade e a eficiência da rede elétrica.

Outro conceito que surge com o avanço na adoção da Geração Distribuída (GD) são os Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Os REDs resultam da possibilidade de utilizar, além das unidades de GD, dispositivos de armazenamento de energia, bem como adotar estratégias de gerenciamento de cargas (LOPES et al., 2007).

A ampla implementação desses dispositivos nos sistemas de distribuição provoca uma mudança de paradigma no planejamento e operação dessas redes. Essa mudança decorre do fato de que a abordagem atual de operação das redes de distribuição considera que elas têm um comportamento passivo.

Os recursos mais difundidos de GD são: sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, sistemas de cogeração de energia e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's).

### 2.3 REDES INTELIGENTES

Para proporcionar uma integração mais eficaz das unidades de GD nas redes de distribuição, torna-se essencial a adoção de tecnologias de comunicação e

informação. Estas permitem mais controle sobre a maioria dos dispositivos que fazem parte dessas redes.

Essa flexibilidade no controle da rede é alcançada por meio da implementação de um conceito relativamente recente em sistemas de energia: as Redes Inteligentes, também conhecidas como *Smart Grids*.

O termo *Smart Grids* surgiu em 2005, após ser introduzido no artigo dos professores de Engenharia Elétrica e Engenheiros da Computação, Bruce F. Wollenberg e S. M. Amin. Nesse artigo, eles apresentaram uma tecnologia que prometia alterar o paradigma do setor elétrico, enfatizando a necessidade de tornar o sistema de fornecimento de energia elétrica mais participativo (AMIN e WOLLENBERG, 2005).

As redes inteligentes de energia elétrica representam um sistema automatizado que permite o fluxo bidirecional, tanto de energia elétrica quanto de informações, desde a geração em usinas até os consumidores (LAMIN, 2013).

As *Smart Grids* oferecem uma ampla gama de benefícios, tanto para as distribuidoras de energia elétrica quanto para os consumidores conectados à rede, aumentando significativamente a eficiência operacional e respondendo de forma ágil às demandas do sistema (GELLINGS, 2009).

Pode-se afirmar que elas representam uma revolução no futuro do setor de distribuição de energia elétrica, pois a implementação desse conceito possibilita a identificação instantânea e precisa de falhas e interrupções no fornecimento de energia, com a realização de manobras remotas ou automáticas para restaurar o sistema (RIVERA, ESPOSITO e TEIXEIRA, 2013).

## 2.4 MICRORREDES

O conceito de microrrede foi definido em Lasseter (2002) como um agrupamento de geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento de energia e cargas que são vistos pela rede como uma entidade elétrica, através de uma interface flexível e controlável que conecta a microrrede à rede principal. As microrredes têm sido vistas como um potencial alternativo para solucionar os desafios resultantes do

amplo uso de GDs, possibilitando uma maior integração dessas unidades de geração nas redes de distribuição (LASSETER et al., 2002).

Conforme afirmado por Falção (2009), microrredes se alinham com a visão geral de uma rede inteligente, uma vez que oferecem melhorias nos níveis de confiabilidade, eficiência econômica e qualidade ambiental. Isso ocorre por meio da introdução de novas técnicas de automação e comunicação em um novo contexto de mercado e regulatório.

As microrredes são sistemas de geração em pequena escala que fornecem energia elétrica e, em alguns casos, energia térmica para grupos reduzidos de consumidores. Os geradores em uma microrrede geralmente utilizam fontes de energia renovável e são interligados, permitindo o controle integrado da região como um único sistema.

As características fundamentais de uma microrrede incluem menor capacidade de geração em comparação com as usinas convencionais, a injeção de potência diretamente no nível de distribuição e a proximidade entre a carga (consumidores) e a geração de energia (CHOWDHURY et al., 2009).

No que diz respeito à localização, as microrredes podem ser instaladas de forma independente ou interligadas à rede principal de distribuição. Quando operam de forma independente, devem manter a tensão e a frequência adequadas no ponto de conexão das cargas, sem a necessidade de sincronização com a rede principal. Por outro lado, quando estão interligadas, podem operar tanto conectadas à rede principal como desconectadas dela. Geralmente, a operação conectada é predominante, mas em situações de falha na rede principal, a microrrede muda para o modo desconectado, também conhecido como modo ilhado de operação (TSIKALAKIS; HATZIARGYRIOU, 2011).

## 2.5 ILHAMENTO

A principal característica operacional da microrrede, conforme definida na seção anterior, reside em sua capacidade de operação de forma contínua, tanto em modo conectada à rede, quanto em modo isolado. No entanto, a transição fluida entre

esses modos é essencial para assegurar que a microrrede opere com confiabilidade em ambos os cenários.

A mudança do modo conectado para o modo isolado, também conhecida como ilhamento, pode representar vários desafios para a microrrede, especialmente quando ocorre de maneira não planejada (KATIRAEI et al., 2004).

Segundo Olivares et al. (2014), o ilhamento de uma microrrede é o evento em que ela deixa de operar conectada ao sistema elétrico principal e passa a operar de forma autônoma, sendo energizada apenas por recursos energéticos distribuídos locais (REDs) existentes no circuito.

O ilhamento representa a transição da operação conectada da microrrede para a operação isolada e pode ocorrer tanto de forma intencional quanto não intencional, (KATIRAEI et al., 2004).

No caso de ilhamento intencional, é possível planejar ajustes no intercâmbio de potência ativa e reativa entre a microrrede e a rede principal, bem como nos controles da microrrede e nos REDs. Esses ajustes podem ser implementados antes do ilhamento, resultando em pequenos transitórios e na capacidade de manter a operação ilhada da microrrede de forma contínua.

Por outro lado, o ilhamento não intencional ocorre de forma imprevisível devido a eventos como faltas na rede, falhas de equipamentos e outros incidentes não programados. Nesse caso, não é possível realizar ajustes prévios na microrrede e nos REDs. Portanto, o ilhamento não intencional pode causar transitórios severos na microrrede e representar um desafio significativo para garantir a continuidade de sua operação.

## 2.6 PROCEDIMENTOS REGULATÓRIOS

A distribuição de energia elétrica é um serviço público de responsabilidade da União, executado por empresas concessionárias e permissionárias conhecidas como distribuidoras. Este serviço representa uma parcela fundamental do Setor Elétrico, cuja missão principal é entregar energia elétrica aos consumidores finais e outros usuários (ANEEL, 2022).

As principais atividades da regulação técnica da distribuição são:

- Estabelecimento de regras e procedimentos referentes à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, incluindo o planejamento da expansão, o acesso, a operação, a medição, o faturamento e a suspensão do serviço;
- Estabelecimento dos indicadores de qualidade do serviço e do produto energia elétrica.

As regras de distribuição são definidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, que regula a Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Esta resolução entrou em vigor em 3 de janeiro de 2022, substituindo a Resolução Normativa nº 414/2010 e outras resoluções anteriores relacionadas ao mesmo tema.

A mencionada resolução estabelece os direitos e obrigações, tanto dos consumidores quanto de outros usuários desse serviço. Ela aborda uma ampla gama de tópicos, incluindo questões relacionadas à conexão de novos consumidores, contratos de fornecimento de energia, tarifa social, medição de consumo, procedimentos de faturamento, suspensão de fornecimento, Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC), abastecimento de energia para iluminação pública, compensação de danos, tratamento de situações irregulares e considerações sobre veículos elétricos.

Já os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) são estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021, que passou a vigorar em 1º de janeiro de 2022 e substituiu as resoluções anteriores que tratavam desse assunto.

Os documentos do PRODIST são compostos por um conjunto de onze módulos, que têm como objetivo principal normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição.

### **2.6.1 PRODIST Módulos 1,3 e 4**

Na seção do modulo 1 PRODIST, é dada uma introdução geral sobre os procedimentos da distribuição, definindo os objetivos, a aplicabilidade e a composição dos módulos. Também é apresentado um glossário com os termos técnicos utilizados nos procedimentos, os quais destacamos os principais, que são objetos deste trabalho.

Tem-se a definição de ilha, como a operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição, ou seja, uma operação ilhada. Para tal operação se faz o uso de microrredes, de modo que uma área da rede de distribuição de energia elétrica possa operar isoladamente do sistema de distribuição, sendo a carga atendida diretamente por uma ou mais unidades de geração distribuída.

No modulo 3 dos procedimentos de distribuição são estabelecidas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso ao sistema de distribuição da distribuidora. Nesta seção é definido, por exemplo, que a decisão referente à operação ilhada em redes de distribuição é exclusiva da distribuidora, devendo as centrais geradoras cumpri-la com uma série de requisitos técnicos. Destes requisitos, destaca-se que centrais geradoras com potências instaladas inferiores a 300 kW e que operam ilhadas devem possuir sistemas de controle de tensão e frequência.

Para aquelas que têm potência instalada superior a 300 kW, deve ser feita uma avaliação técnica prévia da possibilidade de operação ilhada sem que haja danos elétricos envolvendo as unidades consumidoras atendidas pela central e as demais atendidas pela distribuidora.

Do mesmo modo é definido que, para potência instalada superior a 300 kW, deve ser feita uma avaliação da qualidade de energia elétrica entregue associada à microrrede, atendendo os requisitos conforme o PRODIST módulo 8. Também se exige que existam normas de segurança com instruções claras e específicas para a operação ilhada do sistema.

Já no módulo 4 são definidos os acordos operacionais, de forma a estabelecer os procedimentos de operação do sistema de distribuição entre os agentes envolvidos.

Com relação à operação ilhada, caso seja permitida pela distribuidora, as condições devem ser estabelecidas através de acordo operativo firmado entre a central geradora e a distribuidora.

Também é estabelecido que a central geradora ainda deve contar com um controle de frequência da parcela eletricamente isolada. Este deve ser por meio de um controle automático de geração (CAG) ou tecnologia que seja capaz de desempenhar a mesma função.

Outra condição apontada no procedimento é de que a central geradora tem a responsabilidade de disponibilizar os dados essenciais para a realização das análises em regime permanente e dinâmico. Além disso, deve estar pronta para ajustar os parâmetros dos sistemas de controle, caso a distribuidora solicite, assegurando assim o correto funcionamento do sistema.

### **2.6.2 PRODIST Módulo 8**

Em seu módulo 8, o PRODIST estabelece os procedimentos pertinentes à qualidade da energia elétrica (QEE), no que diz respeito à qualidade do produto, qualidade do serviço e à qualidade do serviço prestado no tratamento das reclamações dos usuários do sistema.

No que diz respeito à qualidade do produto, o presente modo estabelece o tratamento dos fenômenos relacionados em regime permanente ou transitório.

- Permanente: (i) tensão em regime permanente, (ii) fator de potência, (iii) harmônicos, (iv) desequilíbrio de tensão, (v) flutuação de tensão (vi) variação de frequência;
- Transitório: (i) Variação de tensão de curta duração – VTCD.

### **2.6.3 Fator de potência e tensão em regime permanente**

Com reação à avaliação da qualidade de tensão em regime permanente, ela ocorre ao comparar o valor obtido por meio de uma medição apropriada no ponto de



conexão. Esses valores são então confrontados com a tensão nominal de referência (TR) e classificados como adequados, precários ou críticos.

Na Tabela 2.1 é apresentada a classificação da tensão para sistemas de média tensão para operação em regime permanente.

Tabela 2.1 - Faixas de classificação de tensões

superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV	
Tensão de Atendimento	Tensão de Atendimento
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Fonte: Adaptado de PRODIST 8 (2021)

Através dessas medições de tensão lidas (TL), são calculados os indicadores de duração relativa de transgressão para tensão precária (DRP) e tensão crítica (DRC) utilizando as equações 2.1 e 2.2.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} 100\% \quad (2.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} 100\% \quad (2.2)$$

Sendo nlp o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária; nlc é o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa crítica. O valor 1008 representa o conjunto de 1.008 leituras válidas e compõe um indicador DRP e um DRC.

Esses valores obtidos são base para se efetuar os cálculos das compensações financeiras por violação de DRP ou DRC, cujo limite estabelecido pela ANEEL (2021) é de 3% para o DRP e de 0,5% para o DRC.

Já o fator de potência (FP) deve ser calculado a partir dos valores de potência ativa e reativa ou, em termos de energia, conforme as equações 2.3 e 2.4, respectivamente (ANEEL, 2021).

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.3)$$

$$FP = \frac{E_p}{\sqrt{E_p^2 + E_q^2}} \quad (2.4)$$

Onde P é a potência ativa, Q é a potência reativa,  $E_p$  é a energia ativa e  $E_q$  a energia reativa.

Conforme especificado pelo IEEE (2010), o fator de potência é determinado pela natureza da carga, não sendo influenciado pelo fluxo de potência ativa. Logo, em cargas indutivas o fator de potência é negativo, enquanto que, em cargas capacitivas, é positivo.

#### 2.6.4 Indicadores de continuidade do serviço de distribuição

No contexto da qualidade do serviço, o módulo 8 estabelece indicadores que têm dupla finalidade: avaliar o desempenho das empresas distribuidoras de energia e fornecer meios de compensação aos consumidores impactados por interrupções no fornecimento de energia. Esses indicadores se dividem em duas categorias, sendo de qualidade individuais e coletivos.

Os indicadores de continuidade individuais, a seguir discriminados, devem ser apurados para todas as unidades consumidoras, centrais geradoras ou por ponto de conexão de cordo com as equações abaixo:

$$DIC = \sum_{i=0}^n t(i) \quad (2.5)$$

$$FIC = n \quad (2.6)$$

$$DMIC = t(i) \max \quad (2.7)$$

$$DICRI = t_{critico} \quad (2.8)$$

Sendo DIC a duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; FIC a frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções; DMIC a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; DICRI a duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;  $i$  o índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a  $n$ ;  $n$  o número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;  $t(i)$  o tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;  $t(i)\max$  o valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua ( $i$ ), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas.

Os indicadores de continuidade coletivos, a seguir discriminados, devem ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras de acordo com as equações 2.6 e 2.7:

$$DEC = \frac{\sum_{i=0}^{Nuc} DIC (i)}{NUC} \quad (2.9)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=0}^{Nuc} FIC (i)}{NUC} \quad (2.10)$$

Onde DEC é a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, medida em horas. FEC é a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. DIC(i) é a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo centrais geradoras, expressa em horas. FIC(i) é a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo centrais geradoras. NUC é o número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto, atendidas em BT ou MT.

Um ponto que cabe destacar é de que indicadores de continuidade individuais e coletivos devem ser apurados considerando apenas as interrupções de longa duração, ou seja, aquelas com duração maior ou igual a 3 minutos. E também que a interrupção é contabilizada a partir do momento em que a tensão de fornecimento for inferior a 70% da tensão nominal e que algumas circunstâncias específicas permitam a não contabilização da falta.

Em se tratando de compensações financeiras por violação dos indicadores, elas só são explicadas quando ocorrer a violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI.

Para obter o valor das compensações financeiras, deve-se efetuar os cálculos de acordo com as equações abaixo:

$$Comp_{DIC} = DIC_V \frac{VRC}{730} kei \quad (2.11)$$

$$Comp_{DMIC} = DMIC_V \frac{VRC}{730} kei \quad (2.12)$$

$$Comp_{FIC} = \left( \frac{FIC_v}{FIC_p} \right) DIC_P \frac{VRC}{730} kei_1 \quad (2.13)$$

$$Comp_{DICRI} = DICRI_V \frac{VRC}{730} \times kei_2 \quad (2.14)$$

Em que DICv: duração de interrupção por unidade consumidora ou ponto de conexão no período considerado; DICp: limite de continuidade para a duração de interrupção; DMICv: duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão; FICv: frequência de interrupção por unidade consumidora ou ponto de conexão; FICp: limite de continuidade para a frequência de interrupção; DICRIv: duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico; VRC: valor monetário base para cálculo de compensação relacionado ao Encargo de Uso do Sistema de Distribuição; kei1 e kei2: coeficientes de majoração para unidades consumidoras em Baixa e Média Tensão, respectivamente.

Para efeito de aplicação de eventual compensação, quando ocorrer violação do limite de mais de um dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC no mesmo período de apuração, deve ser considerado o indicador cuja compensação resultar no maior valor monetário.

### 3 ESTUDO CASO EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL

Neste capítulo serão apresentadas as características e a configuração do alimentador escolhido para o estudo, tipos de equipamento existentes e as curvas típicas da carga. Também serão descritas as etapas a serem seguidas na realização do estudo, características da geração distribuída PCH e os requisitos necessários para possibilitar a viabilidade técnica do investimento.

#### 3.1 METODOLOGIA

Para realização desta dissertação foi desenvolvida uma pesquisa na literatura pelos trabalhos recentes mais relevantes sobre o tema. Pesquisas no âmbito regulatório, referentes às resoluções normativas e procedimentos também foram realizadas.

Após esta pesquisa e análise conceitual, foi definido um circuito de distribuição para a elaboração do estudo, localizado na área de permissão da CERTAJA Energia.

Os dados técnicos das entidades que compõem a rede de distribuição foram extraídos do sistema técnico da CERTAJA Energia, que apresentará os dados no formato estipulado no PRODIST módulo 10. Os dados extraídos formam a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), a qual deverá ser modelada de acordo com a sintaxe OpenDSS, *software* em que serão simulados cenários de operação.

Com intuito de verificar a capacidade de atendimento da carga para cada cenário de simulação, será avaliada a capacidade de injeção de potência da fonte de geração distribuída PCH que está conectada ao alimentador. Para isso, serão verificadas as informações através dos registros históricos coletados pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF), instalados na fronteira da conexão da usina com a rede da CERTAJA.

Por fim, ao concluir este trabalho, serão apresentados os resultados alcançados de acordo com os objetivos definidos.

### 3.2 CONFIGURAÇÃO DO ALIMENTADOR

O alimentador definido para o estudo está localizado na localidade de Pirapó, município de Sertão Santana/RS, e é oriundo da tomada de energia denominada VAS–CT5, no qual a CERTAJA Energia tem como fonte de suprimento a distribuidora CEEE-D/ Equatorial.

O suprimento é efetuado por meio de circuito alimentador de média tensão compartilhado com demais clientes da concessionária, de modo que a CERTAJA é vista como uma carga única.

No entanto, após o ponto de fronteira da CEEE-D com a CERTAJA, existe um sistema de distribuição composto por inúmeros equipamentos e várias unidades consumidoras conectas, cujas características mais detalhadas estão dispostas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Características Alimentador de distribuição VAS–CT5

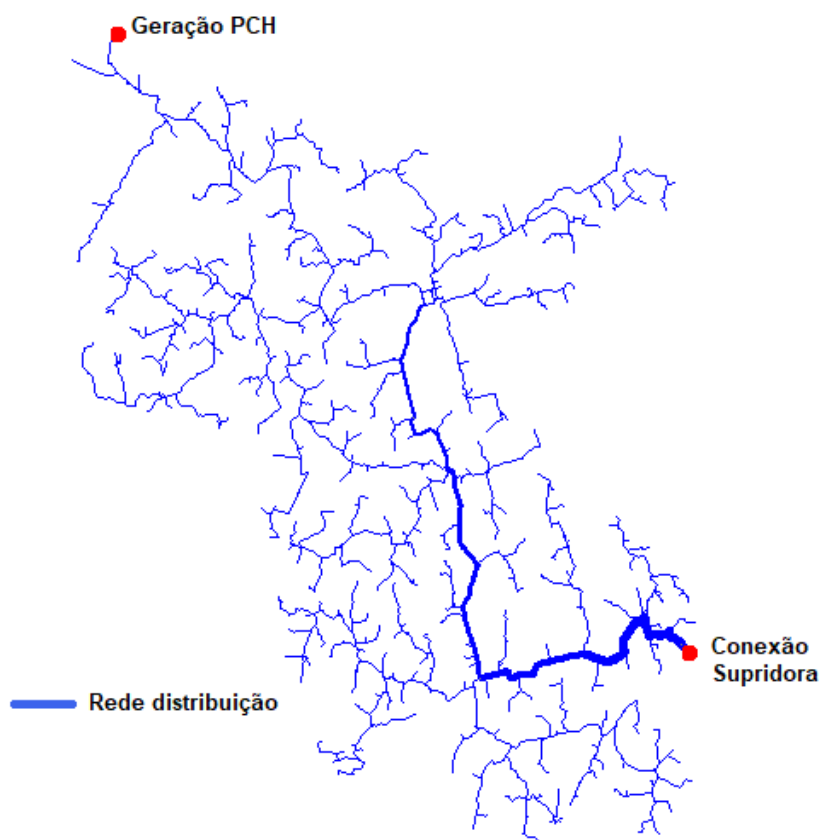
Descrição das características	Valores
Tensão nominal primária	23,1 /13,337kV
Rede de Média Tensão	456 km
Tensão nominal secundária	440/380/220V
Transformadores	727 un
Reguladores	2un
Capacitores/ Compensador	3 un
Geração PCH	1 un
Geração UFV (micro)	10 un
Unidades Consumidoras	2591 un

Fonte: Elaboração própria

Diante da definição do alimentador a ser alisado no OpenDSS, a extração dos dados do circuito alimentador VAS–CT5 deverá ser elaborada conforme as premissas estabelecidas no PRODIST módulo 10, o qual estabelece a estrutura e o conjunto de informações da Base de Dados Geográfica da Distribuidora.

Na Figura 3.1 é apresentado o diagrama do circuito alimentador, que será objeto do estudo.

Figura 3.1 - Diagrama unifilar rede de distribuição



Fonte: Elaboração própria

### 3.3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

A rede principal do alimentador sob análise é conectada a uma fonte de energia com tensão nominal de linha de 23,1 kV. Esta rede abrange, tanto configurações trifásicas, bifásicas quanto monofásicas, com retorno por terra (MRT) operando a uma tensão de linha e de fase de 23,1 kV e 13,337 kV, respectivamente.

A rede troncal do alimentador é constituído por condutores do tipo CAA com uma seção de 2/0, enquanto nos ramais a rede é predominantemente monofásica, composta por condutores CAA 4 AWG e do tipo CAZ. A extensão total das redes primárias abrange uma distância linear de aproximadamente 456,8 quilômetros.



### 3.4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA

As redes de distribuição são dos tipos monofásicas, bifásicas e trifásicas. No caso das redes trifásicas, a tensão de alimentação é de 380/220 V. Já as redes bifásicas recebem uma tensão de alimentação de 440/220 V, enquanto as redes monofásicas operam com 220 V.

As configurações dos condutores das redes de baixa tensão são diversas e geralmente projetadas para suportar as cargas dos transformadores aos quais estão conectadas. Essas redes podem ser convencionais, com condutores nus ou isoladas, com condutores multiplexados. As bitolas dos condutores são selecionadas de acordo com a potência demandada pelo transformador de alimentação.

### 3.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A rede de distribuição possui um conjunto de 727 transformadores, tipos monofásico, bifásico e trifásico. Estes transformadores que compõem o sistema são configurados em ligações delta estrela aterrado, fase-fase e MRT. Eles apresentam diferentes capacidades de potência, incluindo valores de 10, 15, 25, 30, 45, 75 e 112,5 kVA. Quando esses transformadores pertencem à cooperativa, eles seguem essas especificações.

Os transformadores do tipo MRT desempenham um papel importante, sendo amplamente empregados, especialmente em regiões com alimentadores rurais. Nestas áreas onde as cargas são menos densas e redes trifásicas são inexistentes, os transformadores MRT oferecem uma alternativa economicamente vantajosa em comparação com os transformadores trifásicos convencionais. No contexto do alimentador em análise, esses transformadores MRT são alimentados com uma tensão de 13,337 kV entre fase e terra, enquanto as tensões secundárias são de 440 V entre fases e 220 V entre fase e neutro.

Vale ressaltar que os enrolamentos das bobinas secundárias desses transformadores possuem uma defasagem angular de 180 graus entre as fases, o que possibilita a presença de duas fases no secundário do equipamento. Isso contribui para o funcionamento eficiente do sistema.

### 3.6 CAPACITORES E COMPENSADORES DE REATIVOS

A rede de distribuição possui dois bancos de capacitores, um fixo de 180 kVAr e um automático de 300 kVAr do tipo “on-off”. Possui também dois bancos de compensador de reativos de 900 kVAr, que têm por objetivo otimizar o fator de potência e gerenciar eficientemente energia reativa em tempo real, ajustando-a conforme necessário para atender as condições de operação e demanda do sistema.

### 3.7 REGULADORES DE TENSÃO

Os reguladores de tensão desempenham uma função de extrema importância na configuração da rede atual da região. Isso se deve ao fato de que o alimentador é responsável por suprir carga em áreas que se encontram afastadas das subestações de suprimento da concessionária.

Além disso, a topologia da rede de distribuição da CERTAJA apresenta uma quantidade substancial de ramais monofásicos que se conectam diretamente à rede troncal, de modo que essa conexão gera um desequilíbrio de tensão entre as diferentes fases.

Os equipamentos utilizados para suprir esta necessidade de ajuste de tensão são reguladores de tensão monofásicos, com capacidade nominal de 288 e 276 kVA. Esses reguladores estão dispostos de forma estratégica em pontos-chave da rede de distribuição da CERTAJA, onde a variação de tensão é mais significativa, garantindo que os níveis de tensão permaneçam dentro dos limites adequados.

Com sua capacidade de monitorar e regular a tensão em tempo real, esses reguladores contribuem para a qualidade geral do fornecimento de energia, assegurando que as cargas em todas as áreas atendidas pela rede recebam uma tensão adequada e estável, independentemente das distâncias geográficas ou das características de conexão das cargas à rede. Isso não apenas otimiza o funcionamento do sistema, mas também contribui para a eficiência energética e a confiabilidade da distribuição de eletricidade.

### 3.8 EQUIPAMENTOS RELIGADORES

Os equipamentos religadores de distribuição são dispositivos utilizados em sistemas elétricos de distribuição de energia para melhorar a confiabilidade e a eficiência do fornecimento de eletricidade. Eles exercem um papel importante na manutenção e operação do sistema elétrico, especialmente quando ocorrem interrupções momentâneas ou transitórias, como curtos-circuitos.

Os religadores também desempenham um papel importante na proposta de operação ilhada de microrredes. Eles podem ser usados para controlar a transição da carga, direcionando as prioritárias e equilibrando a geração e o consumo.

A rede de distribuição analisada no trabalho possui dois religadores automáticos para fins de proteção e no desenvolvimento do estudo será considerada a alocação de novos equipamentos nos pontos de manobra onde serão estabelecidas as microrredes.

### 3.9 CARACTERIZAÇÃO DA CARGA TÍPICA E MODELO DE CARGAS

#### 3.9.1 Modelos de Cargas

As cargas utilizadas para realização das análises do trabalho são as individuais dos consumidores conectados ao longo do circuito alimentador VAS–CT5. Tais cargas são conectadas à rede por meio de ligações monofásicas, bifásicas ou trifásicas e caracterizadas de acordo com diferentes Modelos de Carga (MC).

A relação de corrente em função da tensão conforme função depende da natureza da carga, sendo que os principais modelos de cargas utilizados para os cálculos estão de acordo com a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Modelo de cargas

Modelo	Descrição
PC	Potência constante
ZC	Impedância constante
IC	Corrente constante
ZIP	Modelo polinomial

Fonte: Elaborado pelo Autor

De modo a atender as premissas estabelecidas no PRODIST Módulo 07 - Cálculo de Perdas na Distribuição, o modelo adotado para as cargas conectadas ao segmento primário ou secundário é o denominado ZIP, sendo composto pelo seguinte:

- a) para a parcela reativa: 100% impedância constante; e
- b) para a parcela ativa: 50% potência constante e 50% impedância constante.

As conexões das cargas presentes no circuito são exclusivamente pertencentes ao Grupo B, composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV (ANEEL, 2021).

Cada uma destas cargas está classificada de acordo com o seu subgrupo tarifário, no qual é atribuída uma curva de carga típica, definida de acordo com a característica de consumo de cada classe.

### 3.9.2 Curva de carga típica das unidades consumidoras

A obtenção da curva de carga típica das unidades consumidoras tem se mostrado uma tarefa desafiadora. Isso se deve a diversos fatores complexos que impactam a coleta precisa desses dados ao longo do tempo.

Primeiramente, a variedade de tipos de unidades consumidoras, suas operações e padrões de uso resultam em uma ampla gama de perfis de carga. Essa diversidade torna difícil estabelecer uma única curva de carga representativa para todas as unidades. Além disso, as unidades consumidoras podem apresentar

variações sazonais, diárias e até mesmo horárias em seus padrões de consumo, o que exige uma coleta de dados detalhada e contínua para capturar essas flutuações.

Diante disso e também com o objetivo de analisar a atual estrutura tarifária decorrente do processo simplificado da ANEEL, em 2019 11 permissionárias do Rio Grande do Sul, filiadas à Federação das Cooperativas de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Rio Grande do Sul (FECOERGS) iniciaram estudos para avaliar a possibilidade da realização de campanha de medidas com a chance de compartilhar medições de classe da baixa tensão. O Planejamento da Campanha de Medição foi apresentado para a ANEEL e o pleito foi aceito pela agência reguladora.

Como resultado da realização deste trabalho em conjunto das permissionárias do Rio Grande do Sul, cujo perfil das cargas é muito semelhante, se obteve as curvas típicas de carga para classe de consumo, as quais serão utilizadas como base e terão apresentadas suas características no decorrer desta subseção.

Conforme já mencionado anteriormente, as cargas representadas neste trabalho são reais de circuito de distribuição, com conexão física e efetuada na rede de baixa tensão dos transformadores de distribuição, alocados ao longo do alimentador.

São consideradas como potências individuais de carga aquelas que constam no cadastro da distribuidora, assim como a classificação de classe de consumo, que está de acordo com as classes definidas na Resolução Normativa ANEEL nº 1000, de 2022.

De acordo com a classificação da classe de cada unidade consumidora, foi atribuída uma curva de carga para dias úteis, sábados, domingos/feriados. Estas curvas foram estabelecidas através da campanha de medição efetuadas pela CERTAJA e demais permissionárias.

Na Tabela 3.3 está apresentada a classificação das cargas de acordo com suas respectivas características.

Tabela 3.3 – Unidades consumidoras conectadas no SDBT extratos definidos

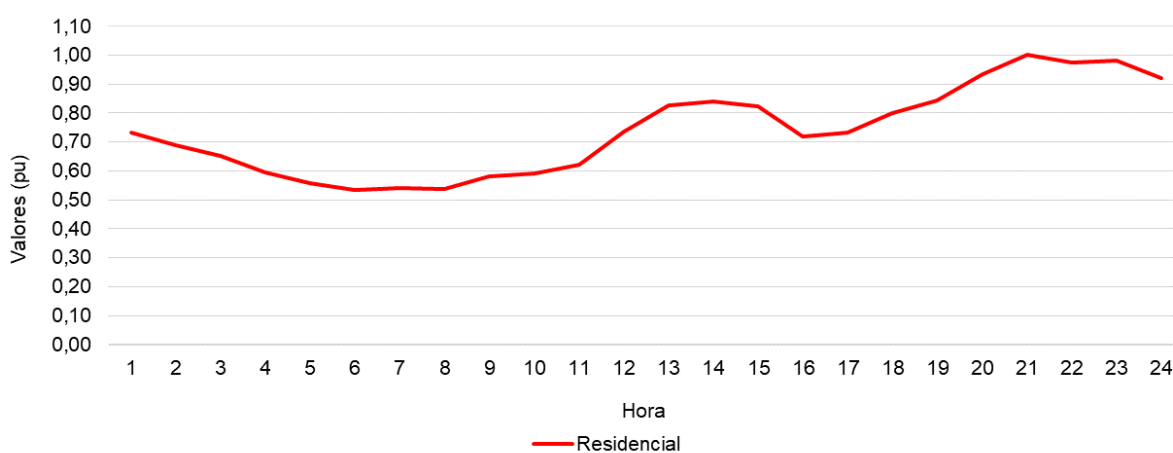
Subgrupo tarifário	Classe	Curva de carga típica	Número de consumidores	Percentual
B1	Residencial	CC1	1018	39%
B2	Rural	CC4	1435	55%
B3	Comercial	CC3	114	4%
	Poder Público	CC5	24	1%
Total			2591	100%

Fonte: Adaptado de (CERTAJA, 2021)

No que se refere ao perfil de consumo de cada unidade consumidora, o mesmo pode ser representado de acordo com os dias de análise, nos quais forem elaboradas as curvas de cargas típicas. Porém, no desenvolvimento deste trabalho, será usada, para fins de estudo e representação, a curva de carga para dias úteis, que representa de forma geral a característica predominante de cada classe em análise.

A curva de carga apresentada na Figura 3.2 representa a curva típica de carga do consumidor residencial, sendo denominada de curva “CC1”.

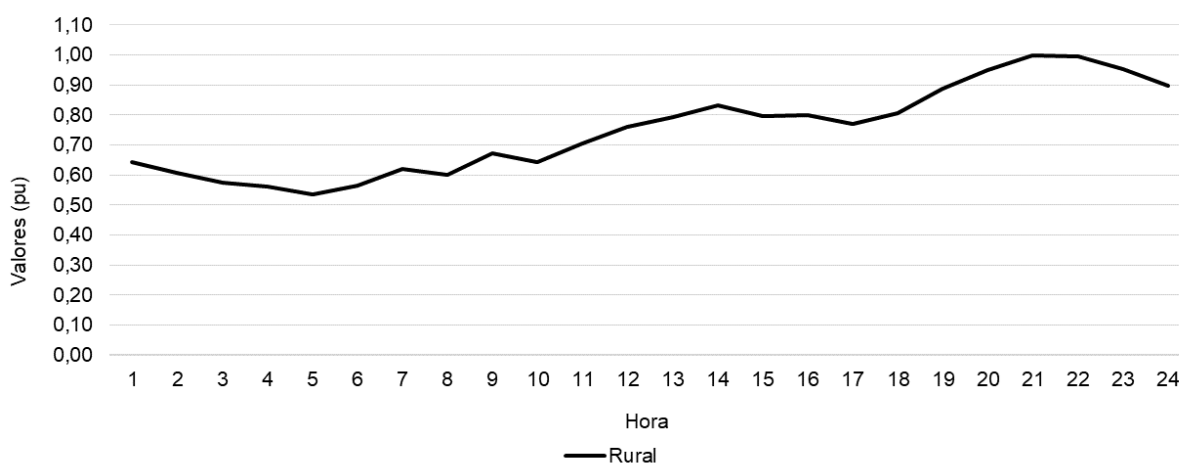
Figura 3.2 - Curva de carga padrão de consumidor residencial



Fonte: Adaptado de (CERTAJA, 2020)

A curva de carga apresentada na Figura 3.3 representa a curva típica de carga do consumidor rural, a qual foi denominada de curva “CC4”.

Figura 3.3 - Curva de carga padrão de consumidor rural

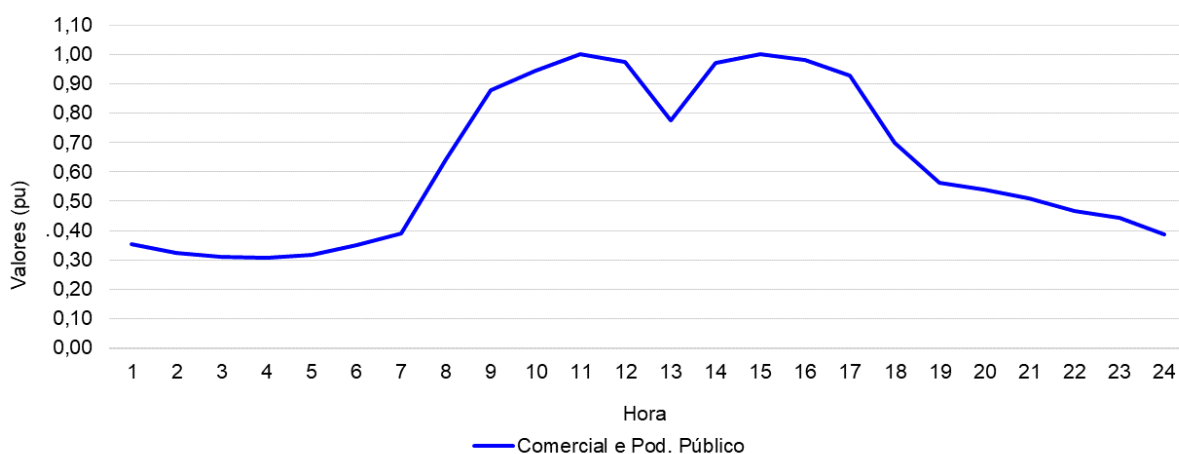


Fonte: Adaptado de (CERTAJA, 2020)

Pode-se observar, nas Figura 3.2 e Figura 3.3, que as duas curvas de cargas apresentam características muito semelhantes. Isso se explica pelo fato de que, nas localidades rurais, muitas unidades classificadas como residenciais desenvolvem atividades semelhantes à classe rural, mas por questão de classificação não se enquadram nesta classe.

A curva de carga apresentada na Figura 3.4 representa a curva típica de carga do consumidor comercial e de poderes públicos, as quais foi denominada de curvas “CC3” e “CC5”, respectivamente.

Figura 3.4 - Curva de carga padrão de consumidor comercial e poder público



Fonte: Adaptado de (CERTAJA, 2020)

Na classe comercial e poder público, a curva de carga está bem alinhada com os horários tipos de funcionamento de um comércio, que exerce suas atividades em maior parte no período diurno, com uma redução no período do atendimento ao meio-dia.

### 3.10 GERAÇÃO DISTRIBUIDA PCH

A GD considerada neste estudo é uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), que está em operação no município de Barão do Triunfo/RS, atendida pela permissionária de distribuição de energia CERTAJA.

A PCH é constituída por duas turbinas do tipo Francis conectadas a dois geradores síncronos com potência nominal de 1,562 MVA, injetando a potência na rede de 23,1 kV através de uma subestação elevadora, cujo transformador elevador é de 440/23100 V, com potência nominal de 3,125 MVA.

A PCH Morrinhos situa-se na localidade de Arroio dos Cachorros/RS, que é afluente do rio Arroio dos Ratos, o qual desemboca no rio Jacuí (Baixo Jacuí). É uma PCH que opera a fio d'água e possui apenas um pequeno reservatório de regularização diária.

Os dados necessários para fins de simulação, como as grandezas elétricas, foram verificados através do Sistema de Medição de Fronteira (SMF) da PCH Morrinhos com CERTAJA.

Foram observadas as grandezas horárias de potência e a energia injetada na rede da CERTAJA no ano de 2021 e 2022, as quais serão adotadas como cenário base para análise da possibilidade de estabelecer as ilhas atendidas pela PCH. Isso em caso de falta do suprimento principal da distribuidora ou realização de desligamentos programados. Estas informações serão apresentadas nas seções posteriores do trabalho.



### 3.11 ANÁLISE DE REQUISITOS PARA ILHAMENTO

Após apresentadas as características principais do sistema de distribuição selecionado para o estudo, nesta seção serão apontadas as tecnologias necessárias para a formação das microrredes e os tipos estudos recomendados para análise de viabilidade do ilhamento de uma rede de distribuição alimentada por GD.

#### 3.11.1 Sistema SCADA

Os sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) coletam e analisam dados de redes em tempo real, fazendo uso de infraestrutura computacional e comunicação. Estes sistemas têm, atualmente, aplicações em diversas áreas, abrangendo desde instalações industriais até redes de transmissão e distribuição de energia.

Ao longo de anos, os sistemas SCADA foram predominantemente empregados nos sistemas de transmissão, devido ao fato de que uma interrupção em uma linha de transmissão afeta um número maior de pessoas em comparação com uma interrupção em uma rede de distribuição (SCHWEITZER III, 2013).

No entanto, os avanços tecnológicos ocorridos nos últimos anos nas áreas de eletrônica, telecomunicações e tecnologia da informação, junto com a significativa queda nos preços devido à produção em massa desses equipamentos, agora possibilitam a implementação de sistemas SCADA na distribuição, incluindo aplicações em usinas de geração distribuída (SANTOS, 2003).

As recentes evoluções estão intrinsecamente relacionadas à implantação de *smart grids*, uma vez que uma de suas principais características é a adoção de sistemas SCADA modernos nos sistemas elétricos (ARLEY, 2012).

Além disso, a viabilidade das microrredes também está diretamente ligada a essa automação eficiente nos sistemas de distribuição. Portanto, é estritamente necessário avaliar os requisitos técnicos para sistemas SCADA aplicados à distribuição, a fim de possibilitar funcionalidades avançadas, como a formação de microrredes.

As funcionalidades esperadas de um sistema SCADA, conforme mencionado por Mohagheghi (2011), englobam alguns pontos:

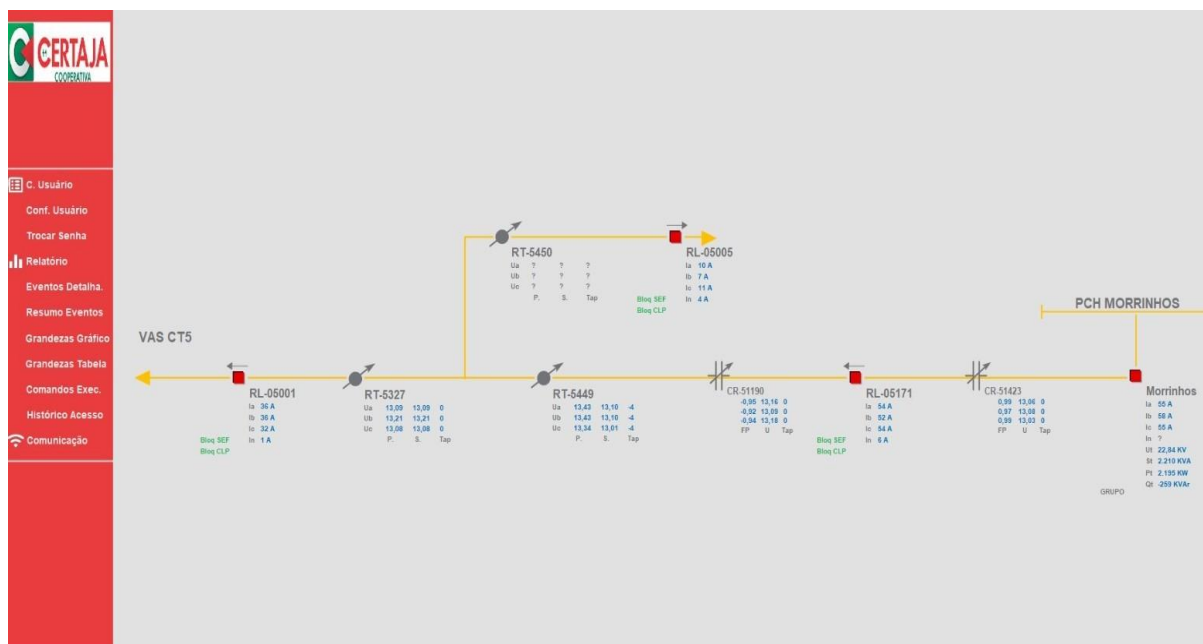
- Aquisição de dados elétricos do sistema para detectar variações de tensão, frequência, harmônicos, sobrecargas, operações de comutação de equipamentos, entre outros;
- Capacidade de programação para executar ações corretivas em resposta a variações, como religamento automático e transferências de carga de forma autônoma;
- Transmissão de informações para centros de controle, permitindo que operadores monitorem e controlem a rede elétrica de forma remota.

Essas funcionalidades são essenciais para garantir a operação eficiente e confiável dos sistemas elétricos modernos, especialmente em ambientes onde a automação e a resposta rápida a eventos são cruciais para manter a qualidade do fornecimento de energia.

Acompanhando a evolução desta tecnologia de monitoramento dos sistemas de distribuição, a distribuidora CERTAJA Energia também adota, em sua estrutura de supervisão do Centro de Operação da Distribuição (COD), o uso de sistema SCADA para monitoramento do sistema de distribuição.

O SCADA adotado na CERTAJA apresenta algumas funcionalidades, tais como: operação remota de religadores e apresentação das informações do estado de operação de equipamentos (aberto/fechado), tensão, corrente, potência ativa e potência reativa. A Figura 3.5 abaixo ilustra o *layout* no qual as informações são apresadas em tela no ambiente operacional COD.

Figura 3.5 – Interface supervisão sistema SCADA



Fonte: Adaptado de CERTAJA (2023)

Apesar do supervisório SCADA da CERTAJA atualmente não possuir todos os recursos e funcionalidades anteriormente apresentadas, o sistema atual já apresta as funções básicas, como monitoramento da carga, geração e realização de manobras remotas, de modo a possibilitar o estabelecimento do ilhamento à distância.

### 3.11.2 Automação da rede de distribuição e interface de equipamentos

Como mencionado anteriormente, os avanços na tecnologia de comunicação e sua maior acessibilidade têm possibilitado a expansão do uso dos sistemas SCADA para monitorar e operar as redes de distribuição de energia. No entanto, segundo Hart (2008), no nível da distribuição, devido ao grande número de pontos que requerem supervisão, nem todas as distribuidoras possuem um sistema SCADA abrangente capaz de monitorar e controlar todos os dispositivos da rede.

Nos casos em que a supervisão está disponível devido à natureza dinâmica da rede de distribuição de energia elétrica, nem sempre é possível determinar a topologia elétrica exata de um dispositivo em tempo real, sendo possível apenas conhecer o seu estado, ou seja, se está aberto ou fechado. Nestes casos, é evidente que há

margem significativa para aprimorar os sistemas SCADA usados na distribuição de energia, a fim de que possam alcançar um nível de desempenho semelhante ao encontrado nos setores de transmissão e geração de energia.

No caso do alimentador de distribuição da CERTAJA em análise, os equipamentos de proteção do tipo religadores já são automatizados e possibilitam a realização de manobra remota e monitoramento de algumas grandezas elétricas. No entanto, cabe destacar que essas funções são passivas, pois necessitam da intervenção humana, não sendo possível o estabelecimento de um ilhamento automático.

Da mesma forma, os equipamentos medidores de energia, instalados no ponto de fronteira com a distribuidora principal, também são monitorados de forma remota por meio de equipamentos de telemetria.

Entretanto, os equipamentos de proteção monitorados no SCADA e os de medidores de fronteira (telemetria) não se comunicam entre si de forma automática, pois são *softwares* de fornecedores distintos e não há integração entre eles.

Neste sentido, uma solução seria a integração de todos os pontos monitorados, utilizando controles locais e centralizados, de modo a concentrar todas as informações da rede de distribuição, possibilitando a supervisão, comunicação e automatização entre todos os equipamentos de campo, tais como religadores, reguladores, compensadores de reativos e medidores de energia.

Essa integração entre todos os recursos da rede pode ser efetuada por sistemas de controle, que são fundamentais para a formação de uma microrrede de forma automática. Nesses sistemas o controlador é capaz de manter a porção ilhada funcionando quando desconectada do sistema principal, supervisionando a rede de distribuição e equipamentos e garantindo o funcionamento adequado dos recursos de GD.

### **3.11.3 Sistemas de comunicação**

Meios de comunicação são essenciais para supervisão por SCADA e automatização das redes de distribuição. Uma das principais vantagens dos sistemas

de comunicação utilizados nos sistemas de transmissão reside na rapidez com que os dispositivos e as informações operam.

O estudo conduzido por Phadke e Thorp (2010) estabeleceu a sequência temporal na qual várias funções devem operar para gerenciar eventos específicos. Funções que não requerem uma resposta dinâmica imediata, como a transmissão de estados para estimadores de estado convencionais, ajustes de pontos de operação e controle de oscilações no sistema de potência, podem ser executadas em intervalos de tempo variando de 200 a 1000 milissegundos. Para eventos relacionados à proteção, isolamento e transitórios eletromagnéticos, é crucial garantir a entrega de informações em até 50 milissegundos, com um alto grau de confiabilidade.

Para aplicações em distribuição, é mencionado em Gomez e Marcos (2008) que, para o ilhamento de GD baseada em máquina síncrona, uma perturbação pode durar até 2 segundos. Já segundo Far et al. (2012), num contexto de detecção de ilhamento, esse tempo de 2 segundos de conexão sob faltas poderia ser reduzido para 1 segundo, de forma a propiciar essa desconexão para formação da microrrede antes de tentativas de religamento por parte da distribuidora.

Como o objetivo deste trabalho não é implementar uma microrrede de forma automática, e sim verificar a possibilidade de estabelecer o ilhamento de segmentos de rede, será avaliada qual a tecnologia de comunicação é mais confiável na localidade, sua disponibilidade física e seu custo de implantação.

Conforme destacado nas seções anteriores deste estudo, o circuito sob análise está situado em uma área predominantemente rural, caracterizada por um terreno montanhoso. Logo, isso dificulta a implementação de algumas tecnologias de comunicação, por isso serão avaliadas algumas das mais utilizadas (SUP, 2012): GPRS, fibra óptica e via satélite.

Uma das tecnologias de transmissão de dados mais utilizada atualmente para fins de telecomando e telemedição é o GPRS, do termo inglês *General Packet Radio Services*, que é uma tecnologia de comunicação sem fio que permite a transferência de dados em pacotes. Este sistema é empregado em religadores e/ou medidores telemedidos. Essa tecnologia apresenta baixo custo para implantação, mas não garante confiabilidade absoluta, além de possuir baixa velocidade de transmissão de dados e está atrelada ao desempenho da operadora de celular.

Como outra opção, tem-se a comunicação via fibra óptica, que é uma tecnologia que utiliza cabos de fibra óptica para transmitir dados e informações críticas entre os equipamentos, tais como religadores de proteção e demais equipamentos automatizados e os centros de controle de operação.

Essa é uma escolha eficaz e confiável, pois fornece alta velocidade de transmissão, baixa latência e segurança robusta, essenciais para a operação e monitoramento eficientes das redes elétricas modernas. Embora a comunicação via fibra óptica ofereça várias vantagens, as decisões sobre o uso da fibra óptica devem levar em consideração fatores como alto custo, ambiente de implantação, distância, necessidade de manutenção especializada e fragilidade/vulnerabilidade física do cabo.

A comunicação via satélite é uma tecnologia cuja abordagem permite a transmissão de dados e informações entre os equipamentos e o centro de controle das distribuidoras por meio de satélites em órbita terrestre. Essa tecnologia é particularmente relevante em áreas remotas ou em regiões onde a infraestrutura de comunicação terrestre não é confiável ou não está disponível.

Os benefícios e características da comunicação via satélite para equipamentos que se destacam são a ampla cobertura geográfica, confiabilidade, latência gerenciável, segurança, monitoramento remoto e integração com sistemas de gerenciamento.

Por outro lado, a comunicação via satélite apresenta desvantagens como a variabilidade da latência, que pode resultar em atrasos na transmissão de dados, tornando-a inadequada para aplicações que exigem respostas em tempo real.

Além disso, os altos custos associados ao estabelecimento e à manutenção de infraestruturas de satélite, junto com limitações de largura de banda em comparação com tecnologias alternativas, como fibra óptica, podem tornar essa opção onerosa e menos eficiente em termos de capacidade de transmissão de dados.

Com base nestas informações, na tabela abaixo é apresentado um comparativo das principais características relativas de cada meio de comunicação.

Tabela 3.4 – Comparativo entre tecnologias de comunicação

Tecnologia	Alcance	Velocidade	Confiabilidade e segurança	Robustez em Campo	Instalação e Manutenção	Custo Relativo
GPRS	ilimitado	lenta	baixa	alta	muito simples	muito baixo
Fibra Óptica	limitado	ultra - rápida	muito alta	muito baixa	difícil longas distancias	muito alto
Satélite	ilimitado	rápida	alta	alta	simples por mensalidade	médio

Fonte: Adaptado de Mendonça (2014)

Com base nesta pesquisa e considerando as tecnologias atualmente já utilizadas pela CERTAJA na automação das redes de distribuição, será utilizada a comunicação via satélite para equipamentos de manobra e de proteção.

Já no caso do monitoramento dos medidores de energia, continuará sendo utilizado o GPRS, porém caso necessite uma resposta mais rápida do monitoramento dos dados de energia e demanda, será necessário implementar a comunicação via satélite ou fibra óptica.

#### 3.11.4 Análise da geração, carga e seccionamento das ilhas

Um dos primeiros aspectos a ser considerado ao avaliar o ilhamento de redes de distribuição alimentadas por GD é a capacidade dessa geração em atender à demanda da carga. Logo, é necessário analisar os níveis de carga conectados no mesmo alimentador da GD e a produção típica dessas usinas, levando em conta que ambos fatores podem variar ao longo do tempo.

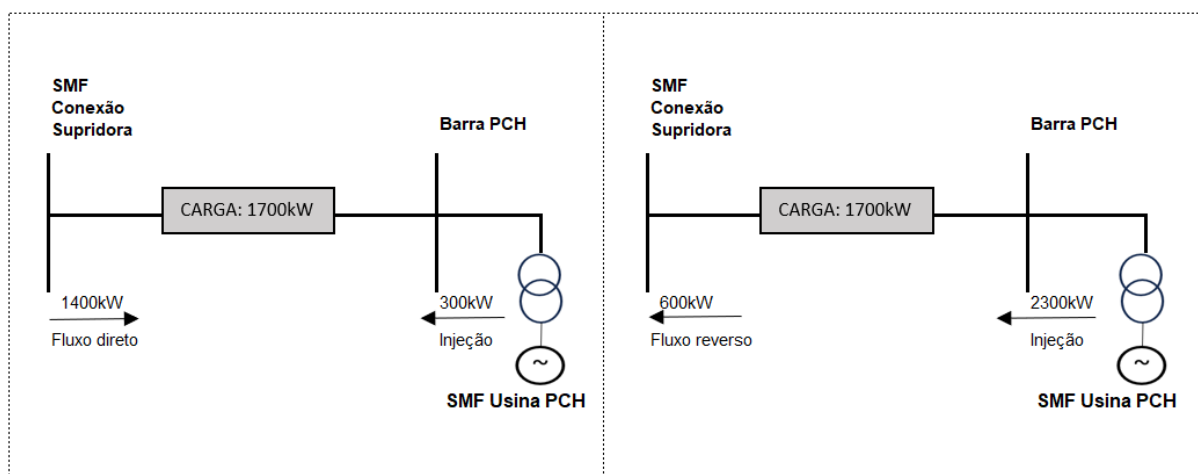
Para se elaborar esta análise da compatibilidade da “Carga x Geração” foram observadas, através do Sistema de Medição de Fronteira (SMF) da PCH Morrinhos, as grandezas elétricas (integralizadas de hora a hora) da potência e energia injetada na rede da CERTAJA no ano de 2021 e 2022.

Já para se obter os dados da carga foram coletados os dados de medição através do SMF do ponto de conexão com a supridora principal e efetuado o seguinte cálculo:

- Caso o fluxo da energia for no sentido convencional, ou seja, direto para rede da CERTAJA, a carga resultante é este valor verificado somado ao montante injetado pela usina;
- Caso o fluxo da energia for no sentido reverso, ou seja, com exportação para rede da supridora, a carga resultante é o montante injetado pela usina menos o verificado no SMF com a supridora.

A Figura 3.6 abaixo apresenta a carga resultante para ambas as situações possíveis, independente do sentido do fluxo de energia.

Figura 3.6 – Obtenção da carga de acordo com sentido do fluxo de energia



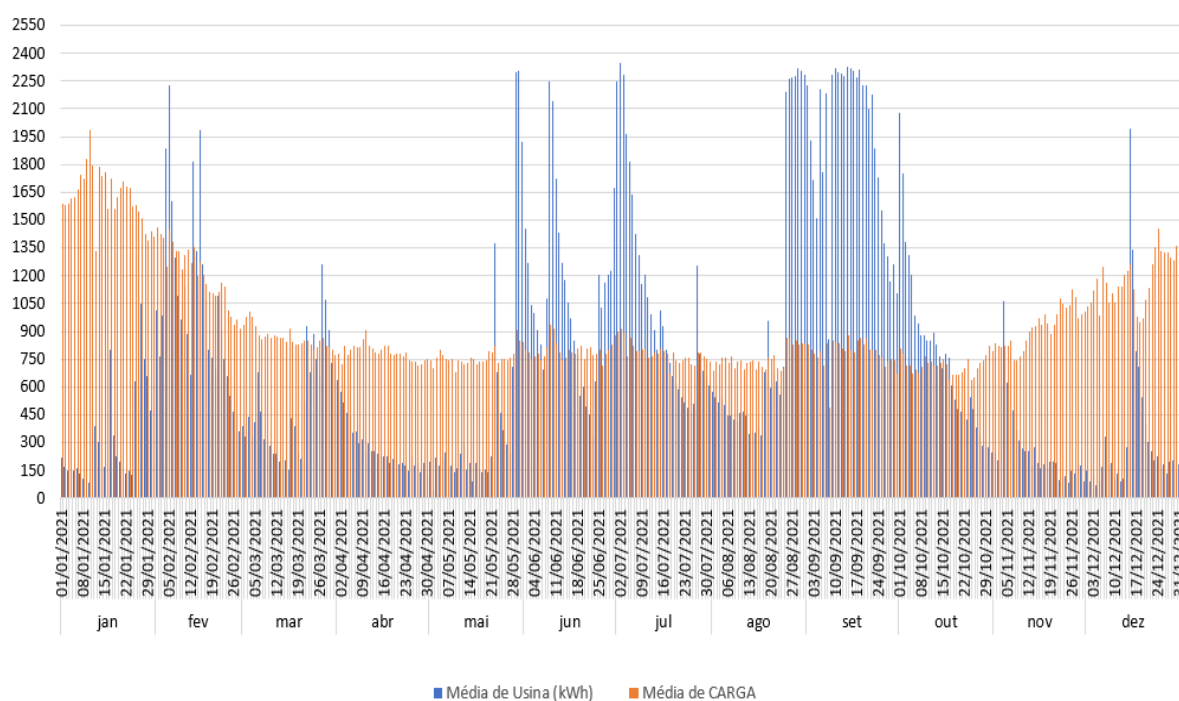
Fonte: Elaborado pelo Autor

Após a realização destes procedimentos para se obter os dados horários da Carga AL VAS – CT5 e da Geração PCH Morrinhos, para fins de demonstração gráfica os dados foram agrupados, considerando a média diária da geração e da carga para cada ano de análise.

Na Figura 3.7 podem ser observados os registros históricos verificados para o ano de 2021.



Figura 3.7 - Potência média diária injetada e potência média carga em 2021

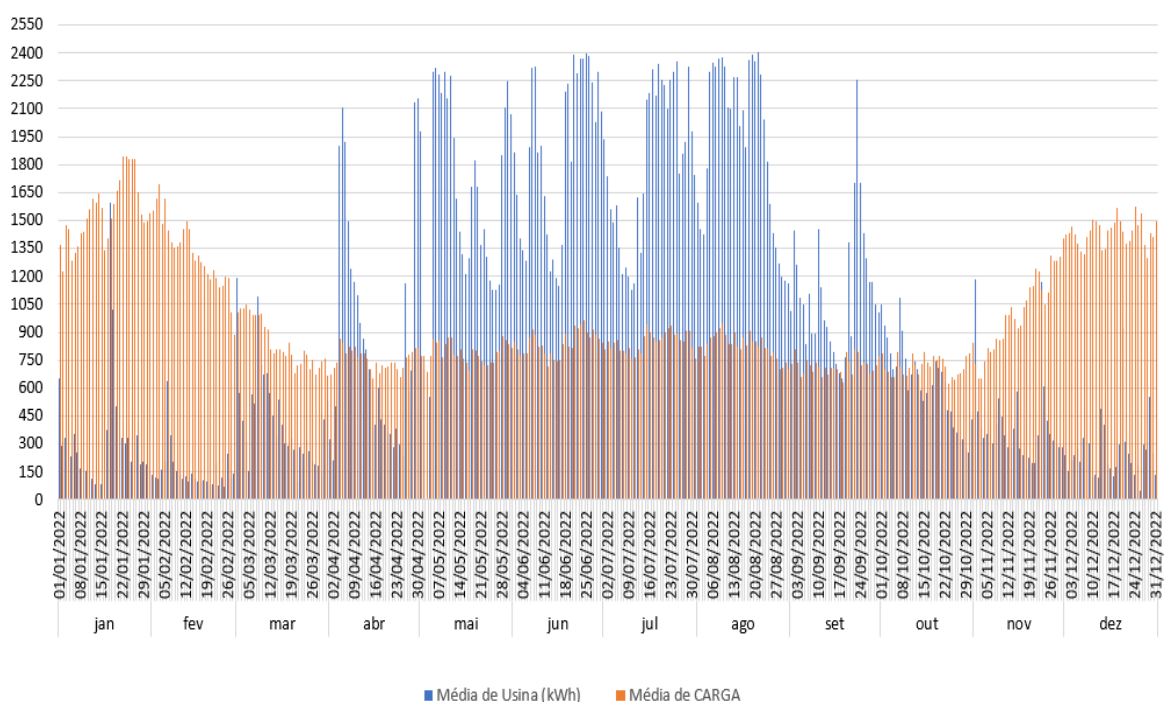


Fonte: Adaptado de CERTAJA (2023)

Pode-se observar, com base na figura acima, uma intermitência na geração em relação à carga para o ano de 2021. Em alguns períodos do ano constatou-se que a média de geração diária da usina foi maior do que a média da carga verificada. Destaca-se, no ano de 2021, a geração verificada na última semana de maio até a primeira quinzena de julho e a partir de setembro até a primeira quinzena de outubro.

Já na Figura 3.8 estão apresentados os volumes registrados nos equipamentos de medição, da carga e da geração em 2022.

Figura 3.8 - Potência média diária injetada e potência média carga em 2022



Fonte: Adaptado de CERTAJA (2023)

No ano de 2022 pode-se observar, na Figura 3.8, que o período em que a geração é maior que a carga é mais evidente e constante, com início a partir do mês de maio e final em setembro. Observa-se, neste ano, uma maior condição de geração e com menor variabilidade, fato que decorreu das condições hidrometeorológicas mais favoráveis neste período.

De forma a melhor quantificar a disponibilidade de potência injetada pela geração da PCH, a Tabela 3.5 e Tabela 3.6 apresentam a quantidade de horas mensais que a usina ficou operando em cada faixa de potência nos anos de 2021 e 2022.

Tabela 3.5 – Frequência horária de geração mensal em 2021

Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<0,25	548	14	216	396	447	28	8	15	19	44	385	304
0,25≤P<0,5	39	63	205	161	66	56	69	299	2	222	251	326
0,5≤P<1,0	79	313	267	130	102	239	357	242	14	335	59	64
1,0≤P<1,5	66	151	49	33	43	283	163	26	127	95	25	17
1,5≤P<2,0	12	59	6	0	27	56	53	10	152	22	0	17
2,0≤P<2,2	0	34	1	0	11	15	17	8	52	18	0	12
2,2≤P<2,5	0	38	0	0	48	43	77	144	354	8	0	4
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 3.6 – Frequência horária de geração mensal em 2022

Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<0,25	548	14	216	396	447	28	8	15	19	44	385	304
0,25≤P<0,5	39	63	205	161	66	56	69	299	2	222	251	326
0,5≤P<1,0	79	313	267	130	102	239	357	242	14	335	59	64
1,0≤P<1,5	66	151	49	33	43	283	163	26	127	95	25	17
1,5≤P<2,0	12	59	6	0	27	56	53	10	152	22	0	17
2,0≤P<2,2	0	34	1	0	11	15	17	8	52	18	0	12
2,2≤P<2,5	0	38	0	0	48	43	77	144	354	8	0	4
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com base na disponibilidade de potência de geração na saída da usina, pode-se verificar, nas referidas tabelas, que é possível suprir uma parcela de carga com o emprego de microrrede por um período mínimo de uma hora. Logo, nesta condição, a demanda da carga não pode superar a potência mínima de cada faixa de potência injetada da PCH.

No entanto, a análise da geração no intervalo de apenas uma hora gera uma incerteza quanto aos níveis de geração da usina nos períodos anteriores e posteriores

ao intervalo da hora verificada, fato que pode dificultar o planejamento da operação ilhada para período maiores.

Sendo assim, na Tabela 3.7 e Tabela 3.8 a informação da disponibilidade de geração da usina é apresentada para cada mês, com a premissa de que a potência injetada pela PCH atenda a um intervalo de tempo de forma contínua, de acordo com a faixa de potência definida.

Tabela 3.7 – Frequência de disponibilidade de geração por faixa de potência e período no ano de 2021

Potência Saida (MW)	Período contínuo	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0,25≤P<1,0	0h às 6h	1	11	15	7	0	11	17	22	0	23	6	5
	6h às 12h	0	15	14	4	0	8	16	18	0	21	6	5
	12h às 18h	3	13	19	7	4	6	13	19	0	17	10	15
	18h às 24h	3	11	18	9	5	7	15	20	0	21	7	7
1,0≤P<1,5	0h às 6h	0	2	0	0	0	7	4	1	5	3	0	0
	6h às 12h	1	2	0	0	0	6	2	0	3	3	1	0
	12h às 18h	0	2	1	0	0	3	2	0	0	1	0	0
	18h às 24h	0	2	1	0	0	8	5	0	3	3	0	0
1,5≤P<2,2	0h às 6h	0	1	0	0	0	2	1	0	6	1	0	1
	6h às 12h	0	0	0	0	1	0	1	0	4	0	0	0
	12h às 18h	0	1	0	0	2	1	0	0	1	1	0	0
	18h às 24h	0	2	0	0	1	2	1	0	4	1	0	1
2,2≤P<2,5	0h às 6h	0	0	0	0	2	0	2	3	15	0	0	0
	6h às 12h	0	2	0	0	0	0	2	1	7	0	0	0
	12h às 18h	0	0	0	0	2	1	1	5	8	1	0	0
	18h às 24h	0	1	0	0	2	1	3	6	13	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 3.8 – Frequência de disponibilidade de geração por faixa de potência e período no ano de 2022

Potência Saida (MW)	Período contínuo	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0,25≤P<1,0	0h às 6h	3	0	13	10	0	0	0	0	9	21	14	2
	6h às 12h	2	0	10	11	0	0	0	0	10	23	11	1
	12h às 18h	13	9	14	15	0	0	0	0	7	25	17	5
	18h às 24h	7	4	16	14	0	0	0	0	10	24	19	3
1,0≤P<1,5	0h às 6h	0	0	0	3	9	8	7	7	10	2	0	0
	6h às 12h	0	1	0	1	8	4	7	6	11	2	0	0
	12h às 18h	0	0	0	2	5	4	5	3	7	1	1	0
	18h às 24h	0	0	0	5	7	7	7	5	8	2	0	0
1,5≤P<2,2	0h às 6h	0	0	0	1	7	5	6	5	0	0	0	0
	6h às 12h	0	0	0	1	3	5	3	5	0	0	0	0
	12h às 18h	0	0	0	1	5	1	4	3	2	0	0	0
	18h às 24h	1	0	0	1	4	7	7	4	1	0	0	0
2,2≤P<2,5	0h às 6h	0	0	0	0	2	10	7	12	1	0	0	0
	6h às 12h	0	0	0	0	3	10	3	10	0	0	0	0
	12h às 18h	0	0	0	1	4	5	7	8	1	0	0	0
	18h às 24h	0	0	0	0	7	11	11	10	1	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo Autor

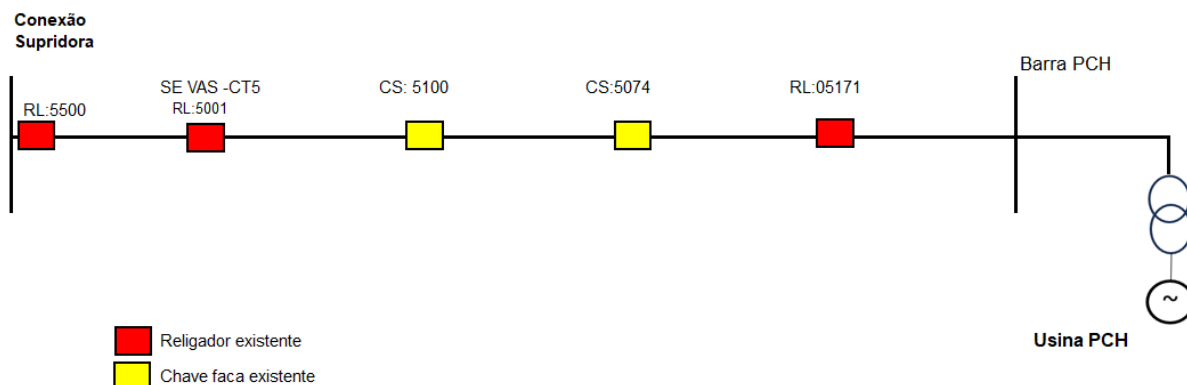
Após a avaliação da capacidade de atendimento da carga x geração, é necessário examinar o grau de segmentação da rede, ou seja, a área a ser atendida pela microrrede. Para que o método seja eficaz, é crucial que cada bloco de carga seja claramente definido, permitindo a escolha dos segmentos que serão energizados.

Para se estabelecer os pontos de seccionamento no alimentador, foram considerados como premissas os locais onde já existem equipamentos religadores automatizados. Estes são os componentes de proteção da carga e os principais dispositivos para abrir e fechar os circuitos, possibilitando isolar falhas na rede e também delimitar qual parte da carga será alimentada pela PCH.

Como há a existência de apenas dois religadores que podem realizar esta função de seccionar a carga remotamente, serão projetados mais três religadores no alimentador. Estes equipamentos serão instalados onde estão localizados os dispositivos de manobra do tipo faca, pois os mesmos já estão em locais estratégicos para o seccionamento do circuito.

Na Figura 3.9 abaixo é possível observar a disposição dos equipamentos de manobras existentes ao longo da rede principal do alimentador VAS-CT5.

Figura 3.9 – Configuração equipamento de manobras existentes

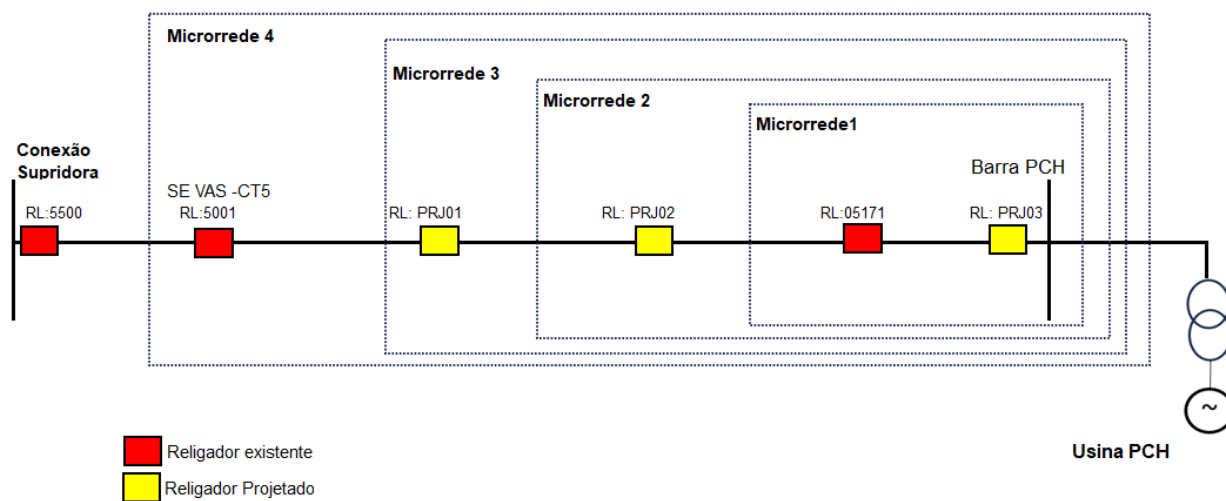


Fonte: Elaboração própria

Já na Figura 3.10 é possível observar a disposição dos equipamentos religadores projetados, representados pela sigla “RL: PRJ01” e “RL: PRJ02”. Neste local serão substituídas as duas chaves do tipo faca, que são dispositivos para manobras onde sempre é necessário abrir (*pick*) o religador a montante, para posteriormente efetuar a manobra local.

Também é possível verificar, na referida figura, a projeção do religador de sigla “RL: PRJ03”, alocado na saída da usina PCH, cujo objetivo é possibilitar a configuração e ajuste da proteção da rede de distribuição, no momento em que as cargas estão atendidas de forma ilhada pela usina.

Figura 3.10 – Topologia equipamentos de manobras e abrangência das microrredes



Fonte: Elaboração própria

Com a alocação destes religadores, se propõe neste trabalho a formação de quatro microrredes, cuja área de abrangência é delimitada pela abertura dos dispositivos de proteção e seccionamento.

## 4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo serão demonstrados os resultados obtidos nas simulações do fluxo de potência (regime permanente), realizados para os cenários de atendimentos da carga através de microrredes.

Também serão efetuadas análises relacionadas à qualidade do produto e serviço, cujos valores de referência estão estabelecidos no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022).

Todas as simulações da carga foram realizadas por meio do *software* OpenDSS, após a modelagem do sistema de distribuição e modelagem da usina PCH. Posteriormente, os dados obtidos na simulação serão confrontados com a capacidade de geração verificada na usina no período de 2021 e 2022.

### 4.1 PROJEÇÕES DE CENÁRIOS DE ATENDIMENTO DA CARGA

As simulações e análises buscam avaliar o carregamento por fase da rede primária, a transgressão de tensão nas barras do segmento primário da rede e a característica do perfil de tensão em regime permanente ao longo do alimentador.

#### 4.1.1 Cenário base: atendimento total da carga pela supridora

Neste cenário de simulação, foram considerados os parâmetros nos quais o alimentador de distribuição dos equipamentos existentes está ajustado para operar em regime permanente.

Com esta configuração inicial, tem-se conectadas no circuito a totalidade de 2591 unidades consumidoras, que são as cargas conectadas nos transformadores de distribuição.

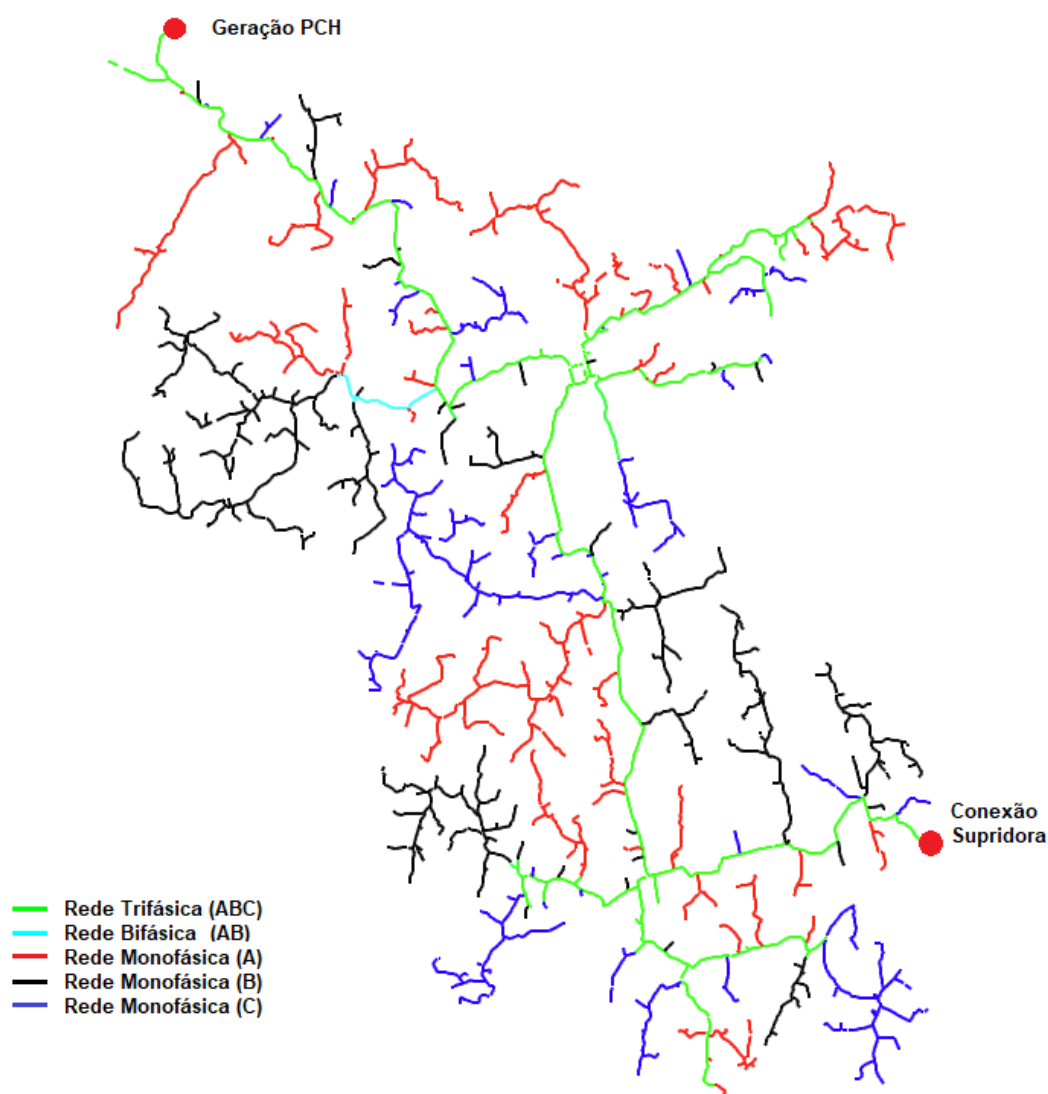
Neste circuito em estudo, todas as cargas estão conectadas na rede secundária de distribuição, ou seja, com tensão menor que 2,3 kV. No entanto, para fins de



simulação, seus impactos serão avaliados exclusivamente na rede primária, na qual o transformador que alimenta estas cargas está conectado.

Outro ponto a ser observado neste circuito de estudo é de que, em virtude das cargas estarem localizadas em áreas rurais, a rede de distribuição apresenta algumas características específicas, as quais destacam-se os longos ramais monofásicos em tensão primária, conforme pode ser observado no diagrama de cores da Figura 4.1.

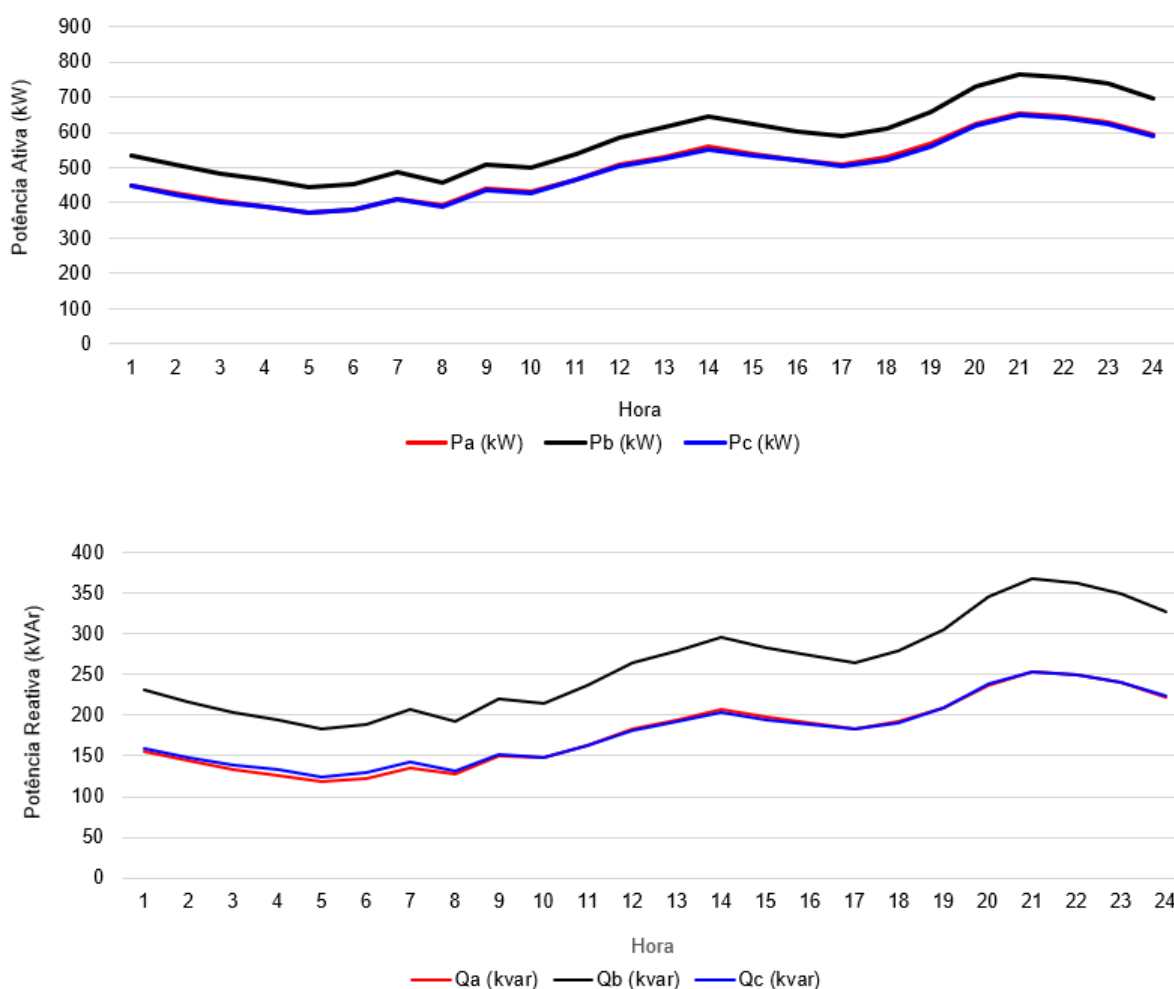
Figura 4.1 – Diagrama unifilar e faseamento da rede primária



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 4.2 tem-se as potências ativas e reativas, na saída do alimentador, onde a curva de carga resultante segue o perfil característico da carga residencial e rural existente no alimentador. Nos horários da ponta, há um aumento da potência solicitada pelas cargas em função de sua característica de consumo.

Figura 4.2 – Carregamento potência ativa e reativa saída do alimentador

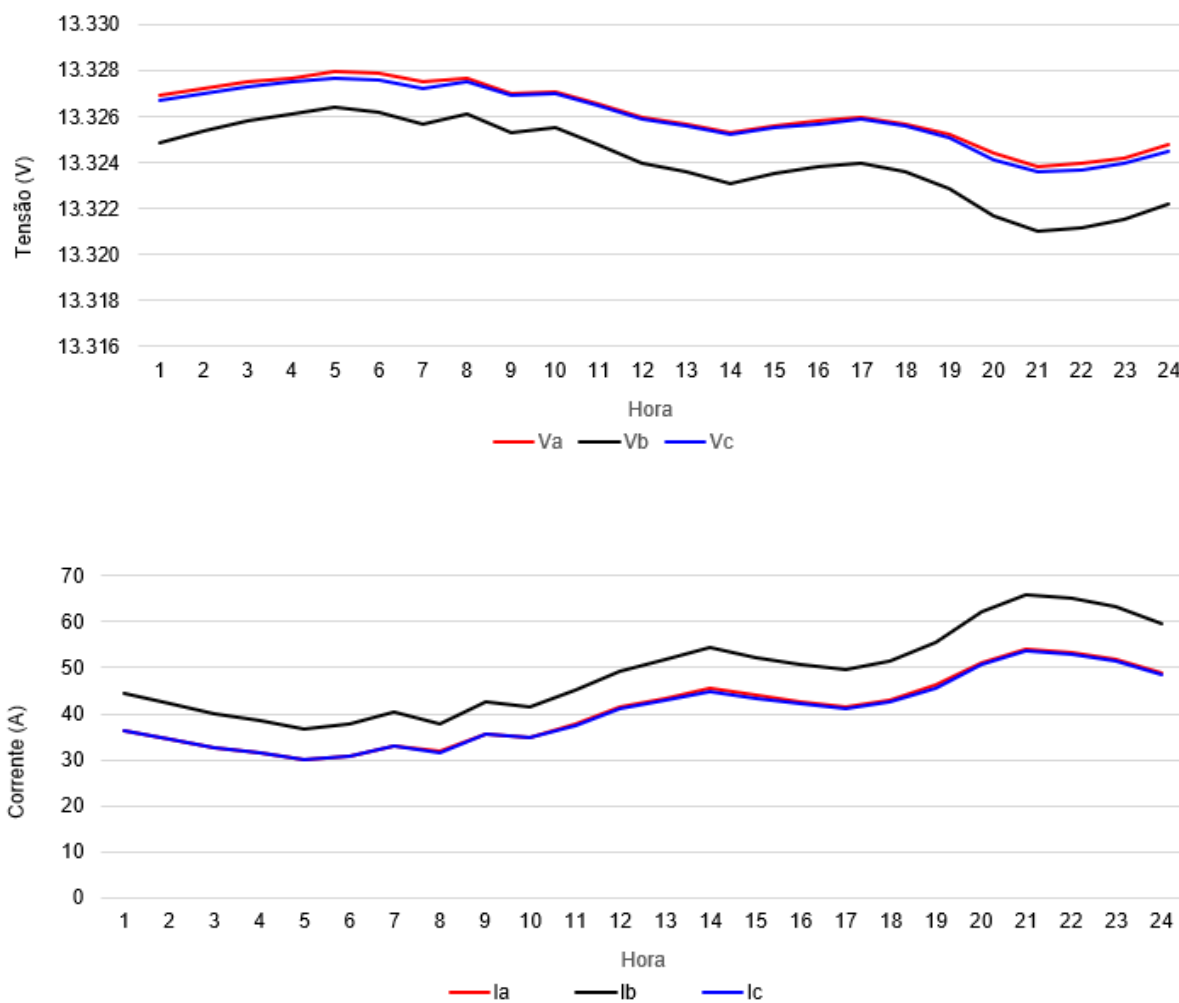


Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 4.3 pode-se verificar as tensões e correntes na saída do alimentador para o caso de operação pela fonte de suprimento. Percebe-se que, ao longo do dia, uma curva de corrente é ascendente, com maior amplitude do período de ponta, onde os consumidores residenciais e rurais geram maior efeito nas cargas.

Foi observado que o nível de tensão apresenta uma característica oposta à da corrente, com uma redução maior no período da ponta, porém de pouca expressividade.

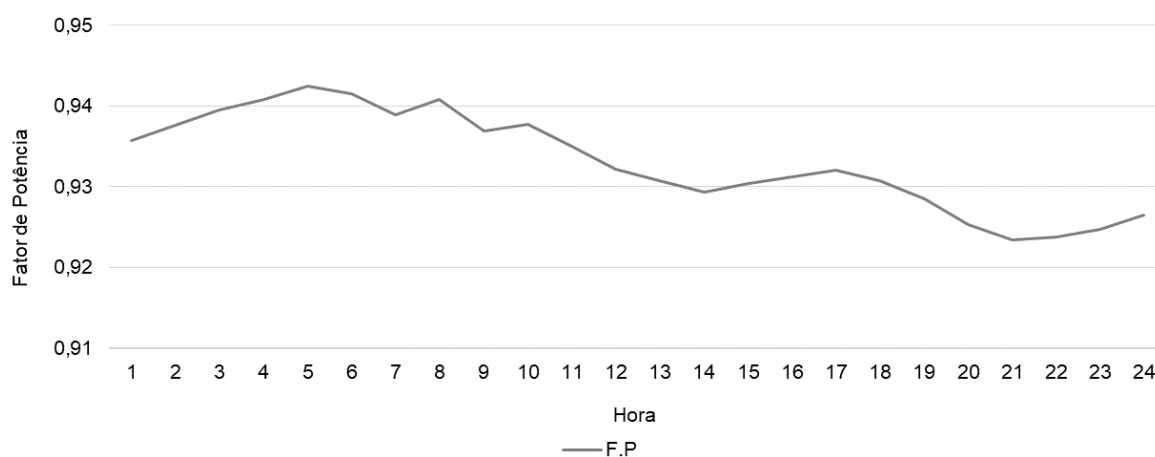
Figura 4.3 - Tensão e corrente - Saída do AL VAS-CT5



Fonte: Elaborado pelo Autor

O fator de potência na saída do alimentador tem um comportamento que oscila ao longo do dia, de 0,94 a 0,92, como pode ser observado na Figura 4.4.

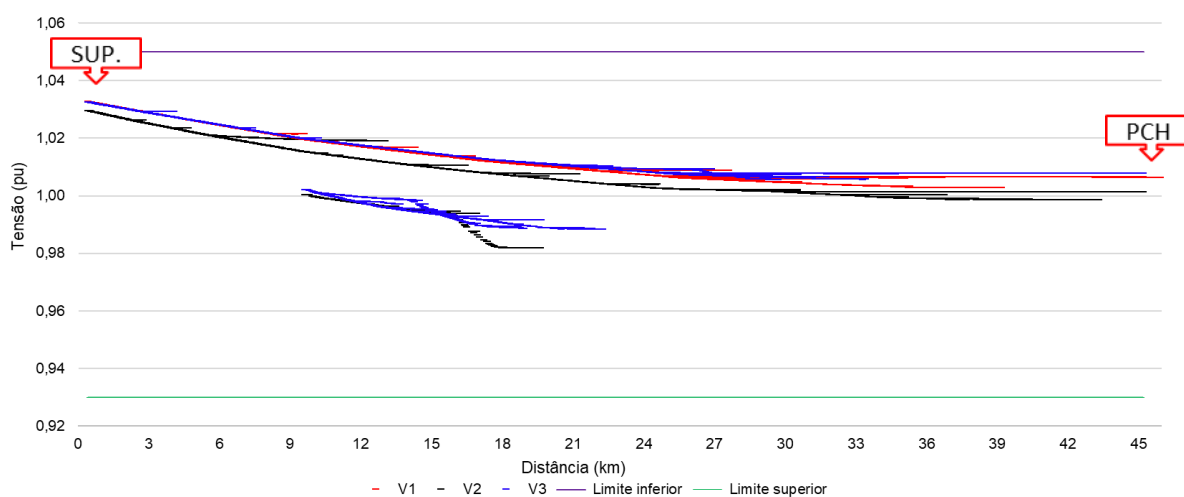
Figura 4.4 - Fator de Potência Saída do AL VAS-CT5



Fonte: Elaborado pelo Autor

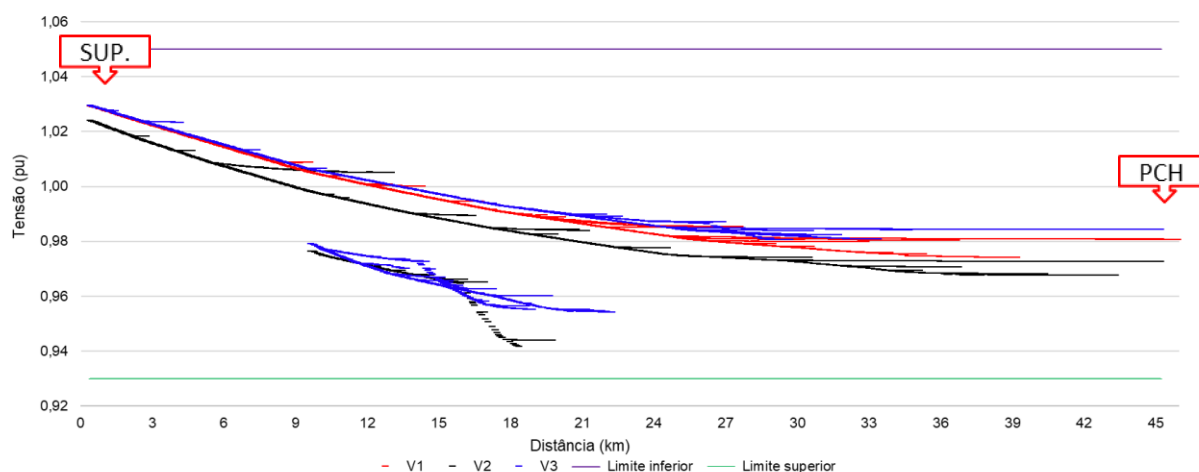
Já nas Figura 4.5 e Figura 4.6 percebe-se o comportamento do perfil de tensão ao longo do alimentador, conectado apenas pelo suprimento da distribuidora. Nesta configuração, no horário de menor carga, que é às 5 horas, a tensão tem uma menor variação em comparação ao horário de maior carga, que acontece às 21 horas, onde há uma pequena queda na tensão, relacionada ao aumento da carga característica desse horário. Em destaque da marcação “SUP”, se refere ao ponto de conexão com a supridora principal e o ponto “PCH”, se refere a localização da usina PCH na rede de distribuição.

Figura 4.5 - Perfil de tensão no AL VAS-CT5 às 5h sem fornecimento de potência pela PCH



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.6 - Perfil de tensão no AL VAS-CT5 às 21h sem fornecimento de potência pela PCH



Fonte: Elaborado pelo Autor

Pode-se observar, neste caso do alimentador com suprimento da distribuidora, que na média tensão não foram observadas transgressões de tensão nos horários simulados no perfil. O fator de potência na saída do alimentador fica em torno de 0,93, estando quase no limite da faixa adequada.

Nesse cenário, a curva de carga do alimentador segue as cargas das unidades consumidoras, tipicamente residencial e rural. No entanto, já é possível observar um maior carregamento na fase dois, o que resulta em uma maior queda de tensão e aumento na amplitude da corrente.

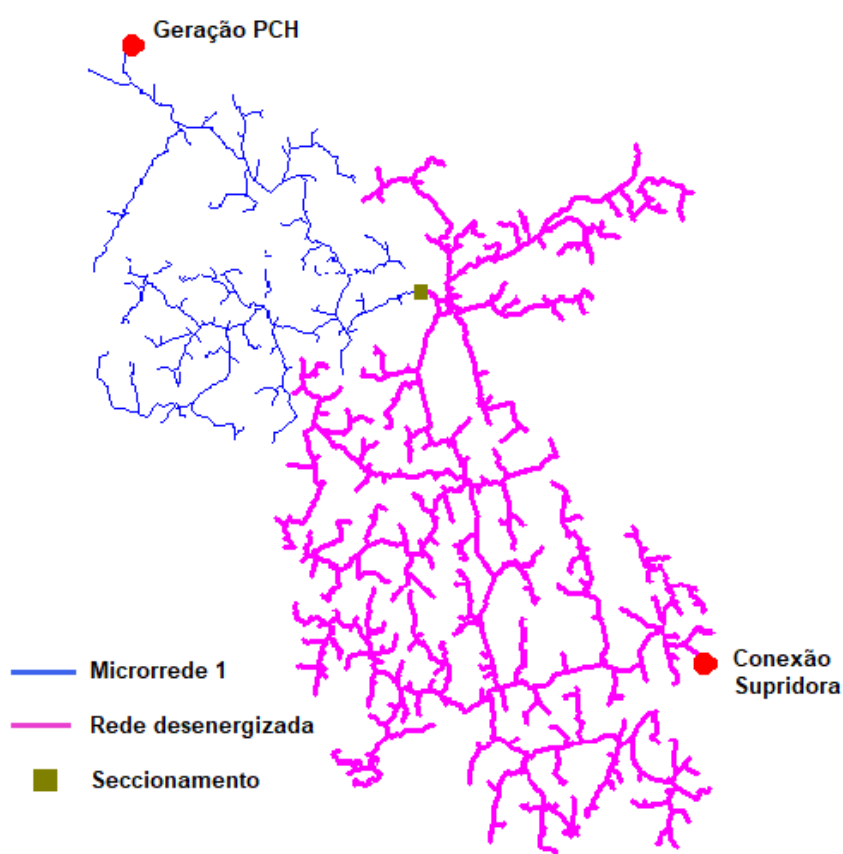
#### 4.1.2 Zona de ilhamento 1: atendimento da demanda equivalente a 0,2 MW

Neste cenário de simulação, propõe-se uma região para corte de carga na rede de distribuição conectada pela fonte pelo suprimento da CEEE Equatorial, de modo que parte da carga do circuito de distribuição da CERTAJA, equivalente a 0,2 MW, seja atendida de forma ilhada com o suprimento pela usina PCH.

A representação da PCH no OpenDSS será modelada através de uma barra de referência ou barra de folga onde será definida a tensão de referência, de modo que as demais grandezas elétricas sejam obtidas ao executar o fluxo de potência.

A Figura 4.7 apresenta a zona de operação proposta para implementação da microrrede, operando de forma ilhada caso haja a perda do alimentador principal conectado ao suprimento da concessionária, seja por algum imprevisto ou até mesmo em razão de alguma manutenção programada na rede troncal.

Figura 4.7 – Área de operação da Microrrede 1 e zona desenergizada



Fonte: Elaborado pelo Autor

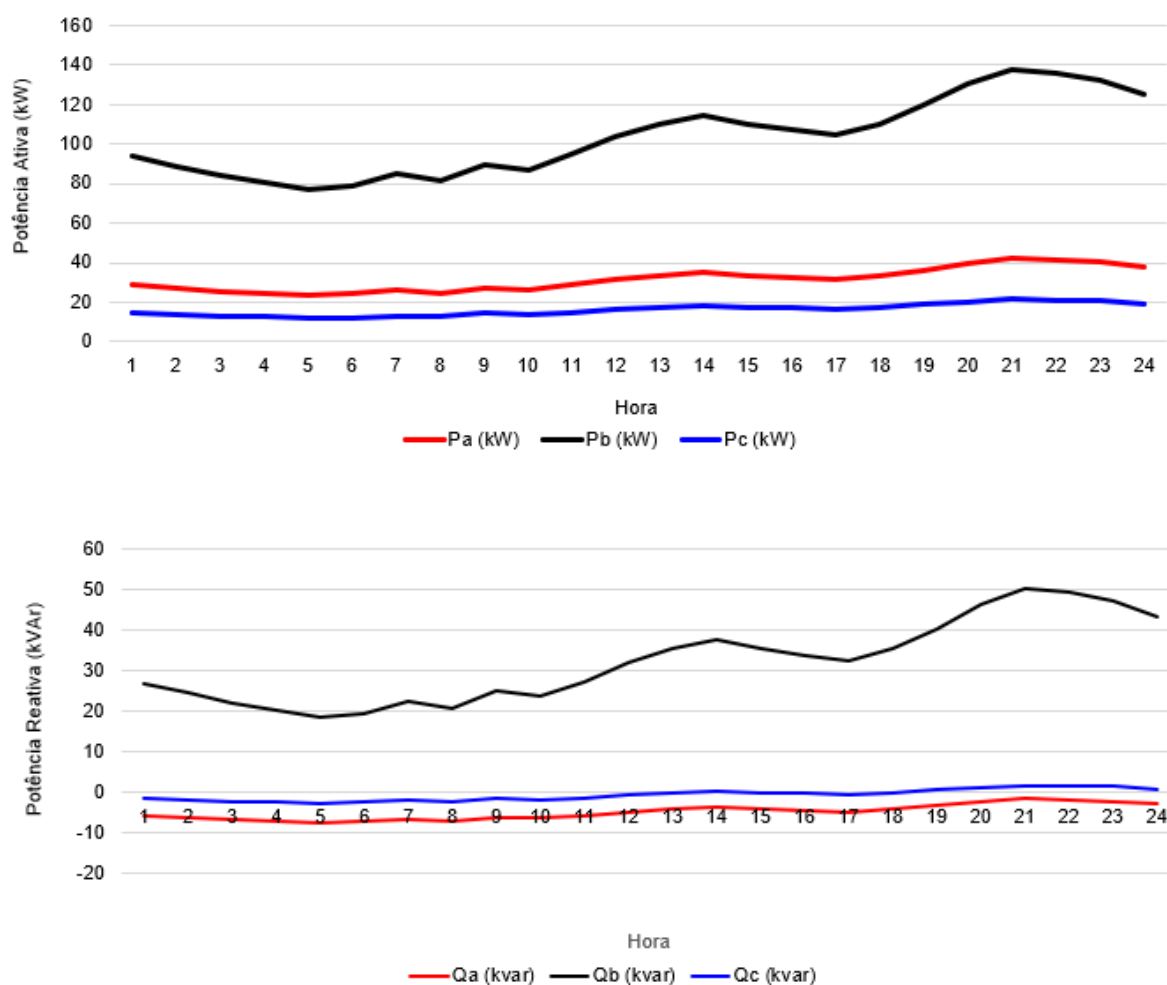
Neste arranjo de ilhamento é mantido o fornecimento de energia elétrica a 468 unidades consumidoras, do total de 2591 consumidores do alimentador.

Nesta subseção é feita a avaliação do carregamento da rede primária, transgressão de tensão nas barras e a característica do perfil de tensão ao longo da microrrede, de acordo com as cargas conectadas no sistema.

Na Figura 4.8 tem-se as potências ativa e reativa da microrrede, verificadas na saída da usina modelada como barra de referência, onde a curva de carga resultante segue o perfil característico da carga residencial e rural existente no circuito. Porém, se observa um grande desequilíbrio no carregamento das fases.

O desequilíbrio de carga entres as fases decorre em função da presença de grandes ramais monofásicos nesta região. Outro ponto que se pode observar na figura é a presença de potência reativa capacitiva nas fases 1 e 3, em virtude da existência de um banco de capacitor fixo neste segmento energizado do alimentador.

Figura 4.8 – Carregamento potência ativa e reativa saída usina com microrrede 1

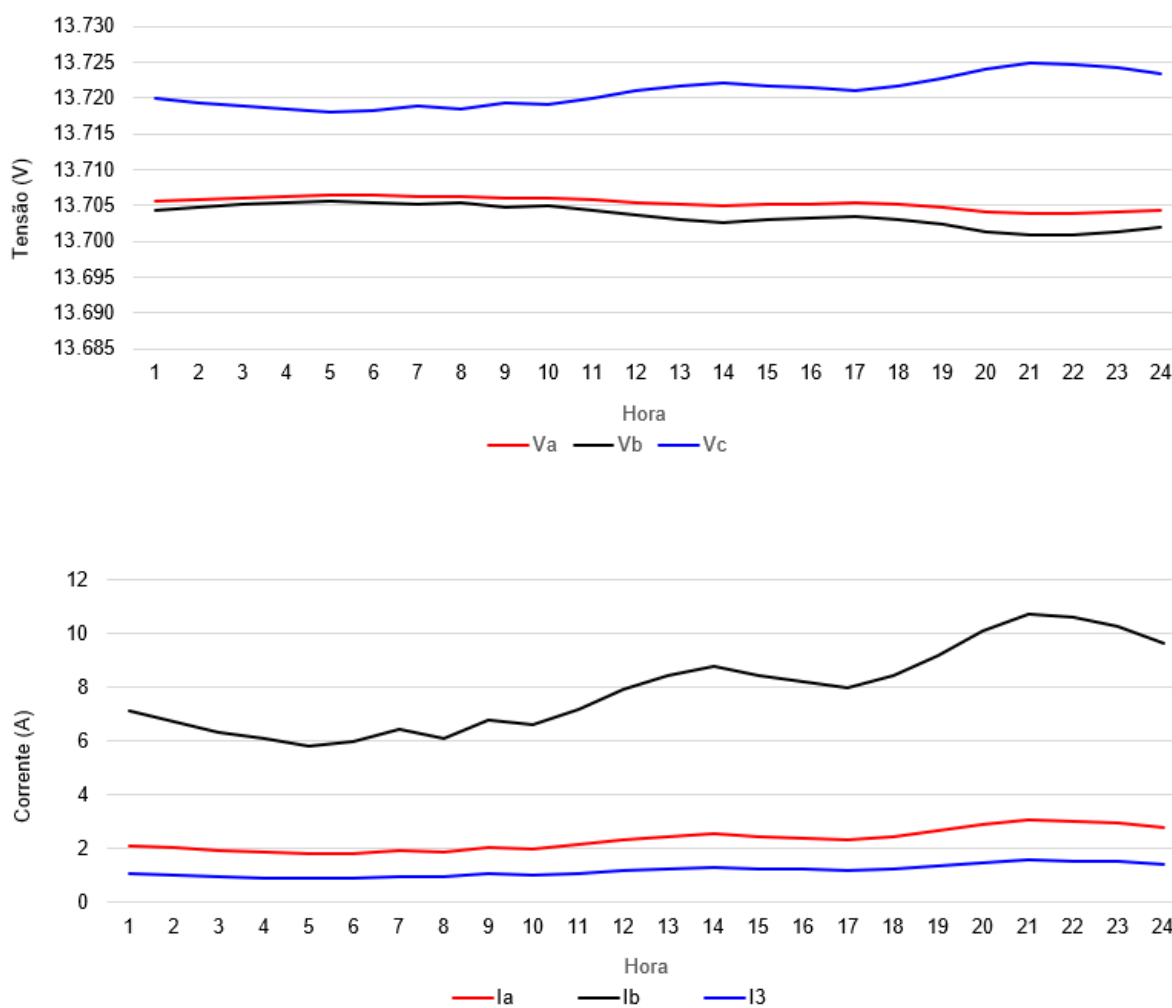


Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 4.9 pode-se verificar as tensões e correntes na saída da microrrede, tendo a usina PCH como fonte principal. Percebe-se que, ao longo do dia, uma curva de corrente é ascendente em uma das fases, com maior amplitude do período de ponta. A corrente das outras duas fases tem um comportamento bem linear.

O nível de tensão apresenta uma variação de aproximadamente 25 volts entre a fase mais carregada e as demais, o que representa menos de 0,2% de desequilíbrio de tensão.

Figura 4.9 - Tensão e corrente na saída da Usina com a microrrede 1

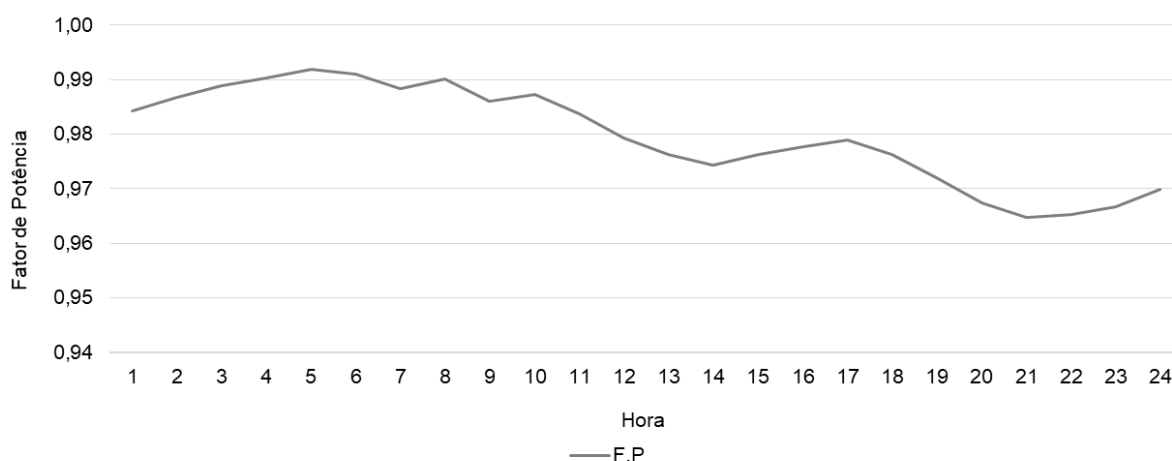


Fonte: Elaborado pelo Autor



O fator de potência na saída da microrrede, conforme pode ser observado na Figura 4.10, tem um comportamento que oscila ao longo do dia, de 0,99 a 0,96, alto em função da compensação capacitiva.

Figura 4.10 - Fator de Potência saída da Usina com a microrrede 1

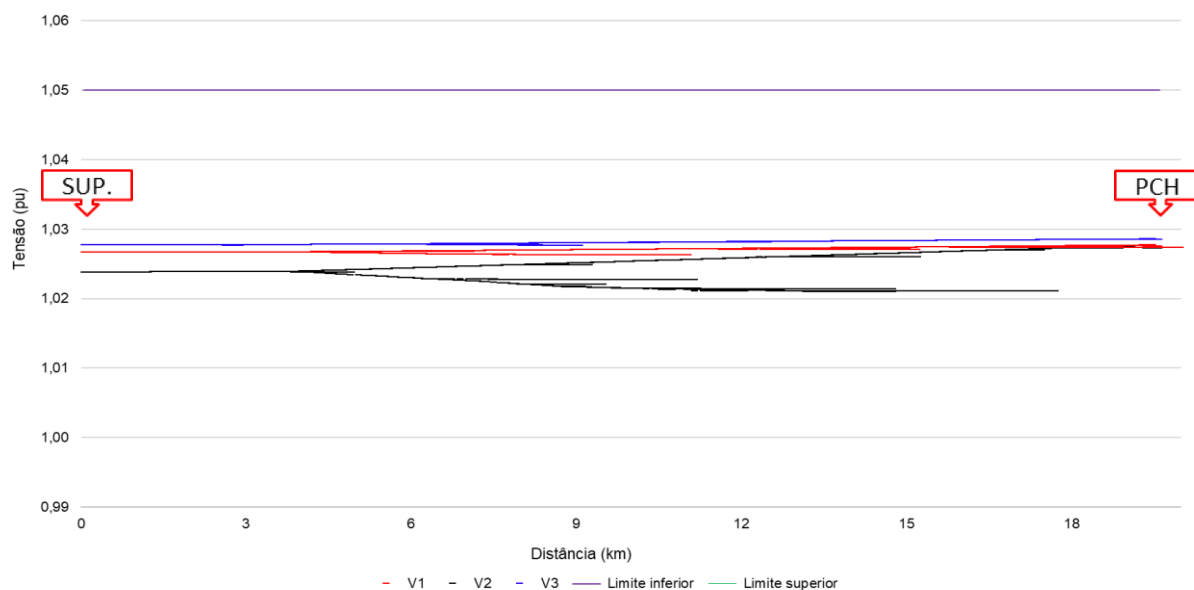


Fonte: Elaborado pelo Autor

Nas Figura 4.11 e Figura 4.12 é apresentado o perfil de tensão ao longo do alimentador da microrrede, tendo a usina PCH como fonte principal, que está localizada no final do alimentador, a 19,3 km do ponto de seccionamento.

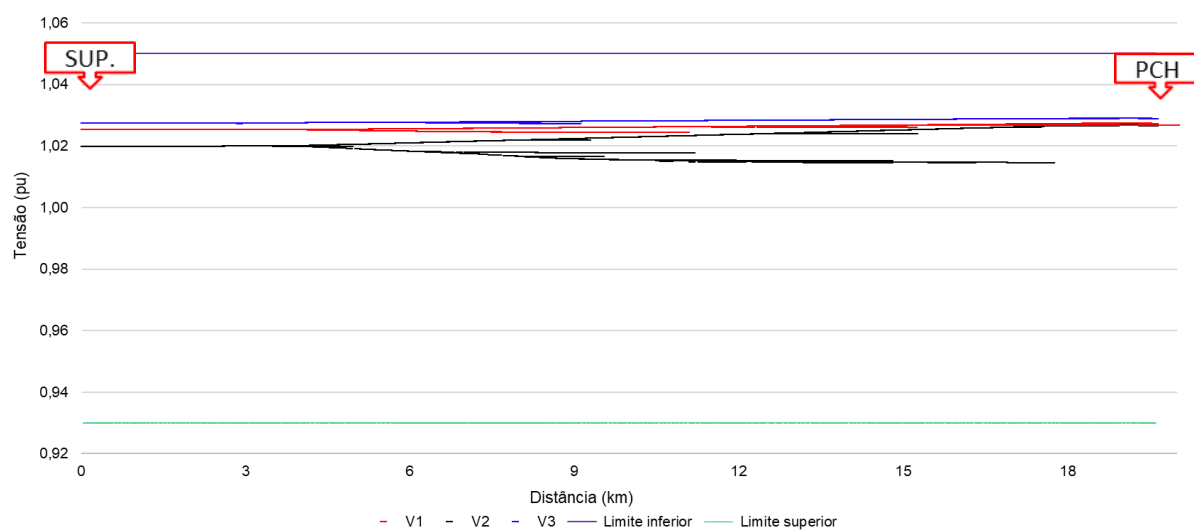
Nesta configuração de microrrede pode-se perceber um comportamento bem linear, com uma baixa queda de tensão em função da carga ser relativamente baixa.

Figura 4.11 - Perfil de tensão na microrrede 1 às 5h



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.12 - Perfil de tensão na microrrede 1 às 21h



Fonte: Elaborado pelo Autor

Pode-se observar que, no perfil de tensão, na média tensão não foram observadas transgressões de tensão para o horário das 21 horas, o qual apresenta o horário de máximo carregamento do sistema de distribuição. O fator de potência na saída do alimentador fica em torno de 0,98, em função do banco de capacitor fixo conectado a esta rede.

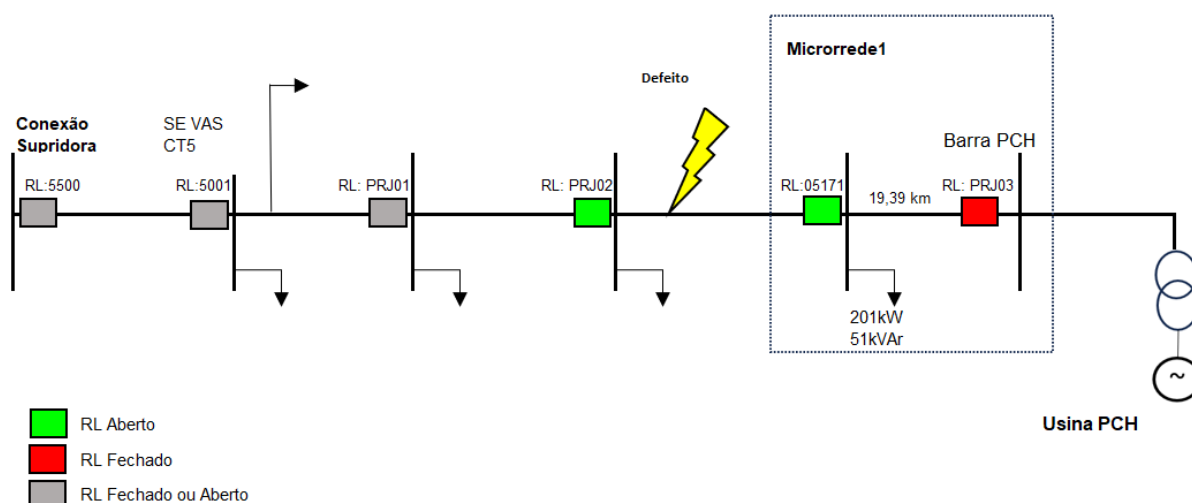
Nesse cenário, a curva de carga do alimentador segue as cargas das unidades consumidoras tipicamente residencial e rural. No entanto, já é possível observar um grande desbalanço no carregamento entre as fases, o qual também é observado na corrente do circuito.

Com relação ao nível de tensão, o desbalanço de carga entre as fases não gerou desequilíbrio representativo, permanecendo dentro do limite de 2%, conforme estabelecido no PRODIST.

#### 4.1.3 Análise das condições para operação ilhada da microrrede 1

Na Figura 4.13 é demonstrada a disposição dos equipamentos religadores alocados na rede principal, o ponto limite para ocorrência de defeito e a área de abrangência da microrrede 1.

Figura 4.13 – Abrangência da microrrede 1



Fonte: Elaborado pelo Autor

Para essa configuração de operação, a interrupção do fornecimento pode ocorrer por parte da supridora ou por algum defeito localizado na região anterior ao equipamento RL: 05171.

A demanda máxima considerada para carga remanescente na ilha é obtida através do fluxo de potência, conforme demonstrado nas seções anteriores, e está apresentada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Demanda máxima no ilhamento da microrrede 1

Ilha	Carga (MVA)	Carga (MW)	Carga (MVA <sub>r</sub> )
Microrrede 1	0,207	0,201	0,051

Fonte: Elaborado pelo Autor

Entretanto, para se estabelecer esta topologia, é necessário verificar a capacidade da potência de geração da PCH em atender a carga da microrrede 1.

Para se avaliar essa possibilidade de atendimento foram verificados os registros de geração, com a premissa de que a potência injetada deve ser maior ou igual à demanda da carga.

Através dos dados apresentados na Tabela 4.2, pode-se constar que, na maior parte das horas de cada mês, a usina operou com capacidade de potência maior que a demanda da carga.

Tabela 4.2 – Capacidade de geração horária da usina PCH

2021												
Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<0,2	259	10	86	326	401	21	6	5	19	2	236	273
0,2≤P<2,5	485	662	658	394	343	699	738	739	701	742	484	471
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
2022												
Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<0,2	272	378	153	68	56	4	6	2	8	24	138	331
0,2≤P<2,5	472	294	591	652	688	716	738	742	712	720	582	413
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

Fonte: Elaborado pelo Autor

No entanto, para se ter maior confiabilidade quanto aos níveis de geração para períodos ininterruptos, foram elaboradas a Tabela 4.3 e a Tabela 4.15, que apresentam a frequência mensal em que a geração da PCH se mantém em um intervalo de tempo contínuo, de acordo com a faixa de potência determinada.

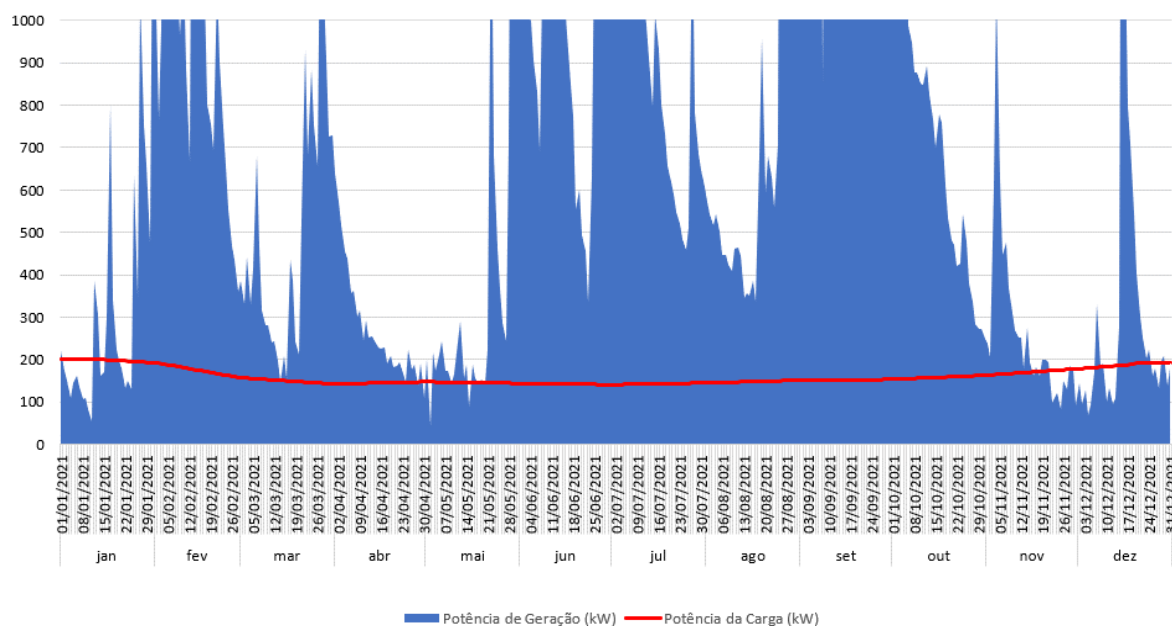
Tabela 4.3 – Frequência de disponibilidade de geração por potência e período

		2021											
Potência Saida (MW)	Período contínuo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,2≤P<2,5	0h as 6h	4	28	22	7	4	29	31	30	27	31	12	8
	6h as 12h	11	25	23	7	5	27	29	30	28	30	13	8
	12h as 18h	24	27	28	11	12	28	30	30	29	31	15	20
	18h as 24h	19	26	30	24	17	28	30	29	30	31	20	13
		2022											
Potência Saida (MW)	Período contínuo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,2≤P<2,5	0h as 6h	7	0	17	21	29	30	28	31	29	28	17	10
	6h as 12h	7	1	18	23	28	30	31	30	28	30	15	10
	12h as 18h	18	12	24	27	27	29	30	31	29	31	25	14
	18h as 24h	14	6	23	26	29	29	31	30	30	29	29	13

Fonte: Elaborado pelo Autor

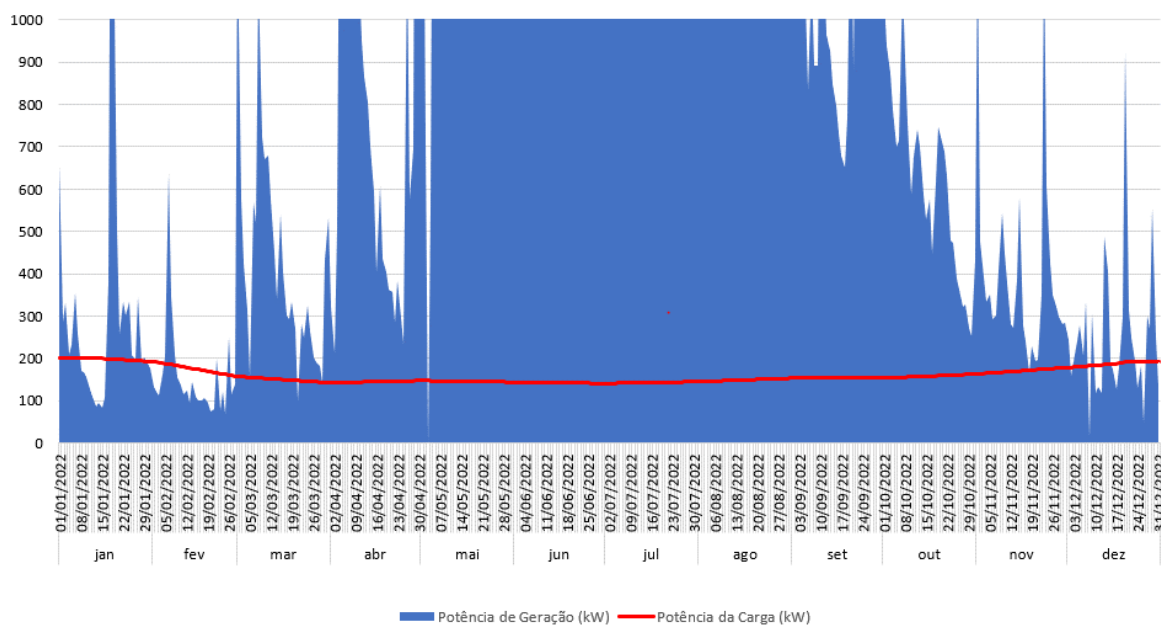
Pode-se observar, através da Figura 4.14 e da Figura 4.15, que a geração histórica da usina permanece, na maior parte do período, maior que a demanda requerida pela carga da microrrede nos períodos verificados.

Figura 4.14 – Capacidade de Geração (2021) e demanda da microrrede 1



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.15 – Capacidade de Geração (2022) e demanda da microrrede 1



Fonte: Elaborado pelo Autor

Com base nestas informações, é possível afirmar que, em relação à capacidade de potência verificada na saída da usina nos intervalos definidos, a PCH apresenta condições de suprir a parcela de carga ilhada.

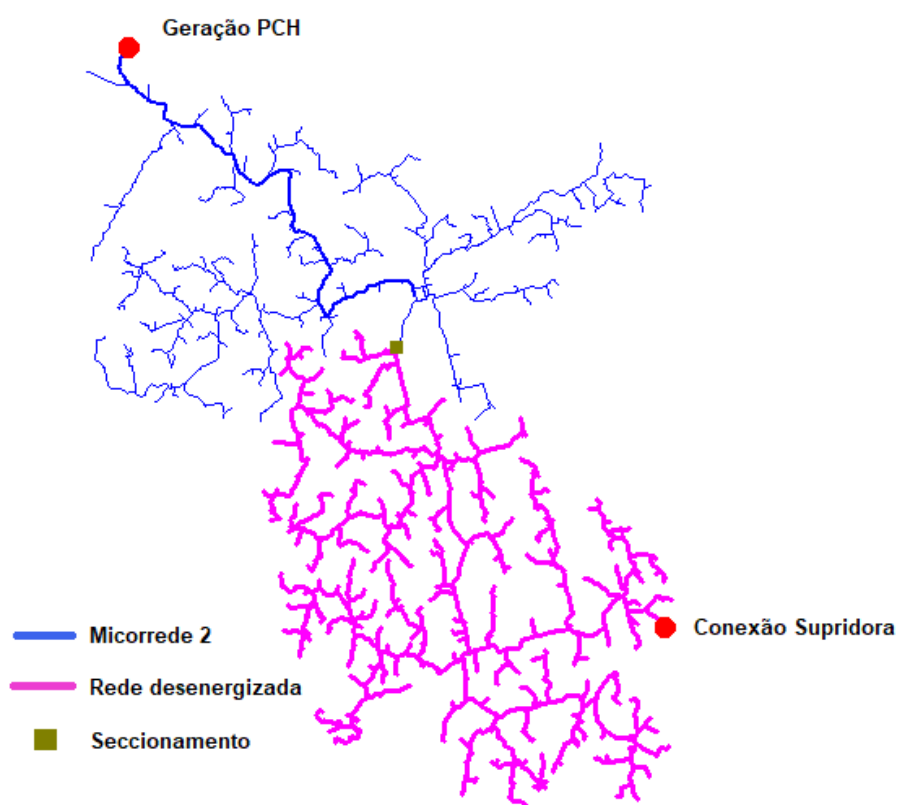
#### 4.1.4 Zona de ilhamento 2: atendimento da demanda equivalente a 0,87 MW

Este cenário de simulação propõe uma região para corte de carga na rede de distribuição conectada pela fonte pelo suprimento principal, de modo que parte da carga do circuito de distribuição da CERTAJA, equivalente a 0,87 MW, seja atendida de forma ilhada com o suprimento pela usina PCH.

A Figura 4.16 apresenta a zona de operação proposta para implementação da microrrede 2.

Nesta configuração de ilhamento, é mantido o fornecimento de energia elétrica para 1.317 unidades consumidoras, do total de 2.591 consumidores do alimentador.

Figura 4.16 – Zona de operação da microrrede 2 e zona desenergizada



Fonte: Elaborado pelo Autor

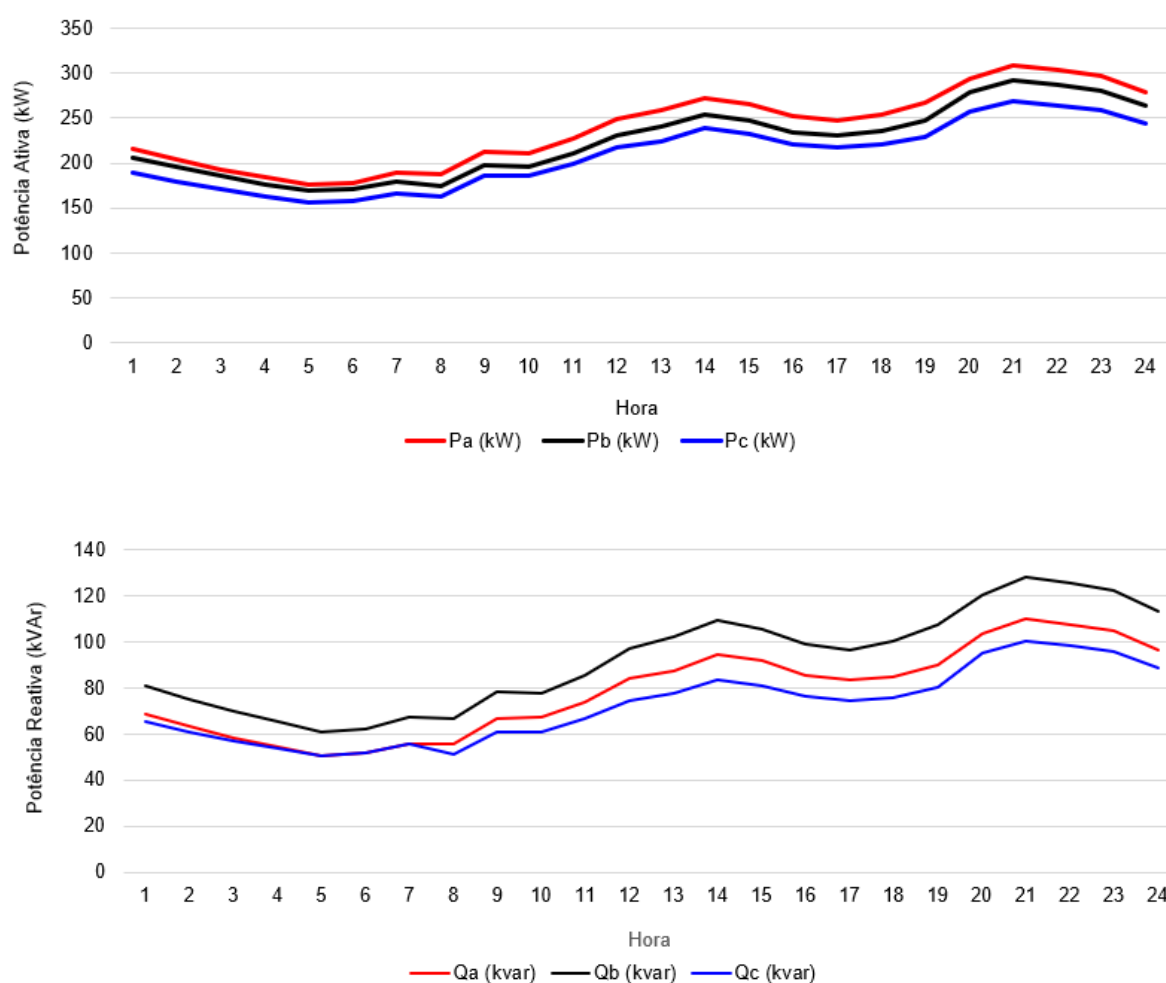
Cabe salientar que a área de abrangência desta microrrede é responsável pelo fornecimento de energia em uma região bem relevante deste alimentador, pois atende

uma região urbana do município de Barão do Triunfo/RS. Esta região apresenta cargas sensíveis, tais como posto de saúde, escolas, comércios e secretarias municipais.

Na Figura 4.17 tem-se as potências ativa e reativa da microrrede, verificadas na saída da usina, onde a curva de carga resultante segue o perfil característico da carga residencial e rural existente no circuito.

Com relação ao carregamento das fases, observa-se uma variação máxima de 5% entre elas, diferentemente do caso da microrrede 1, onde a diferença no carregamento das fases chega a 55%.

Figura 4.17 – Carregamento potência ativa e reativa saída usina com microrrede 2

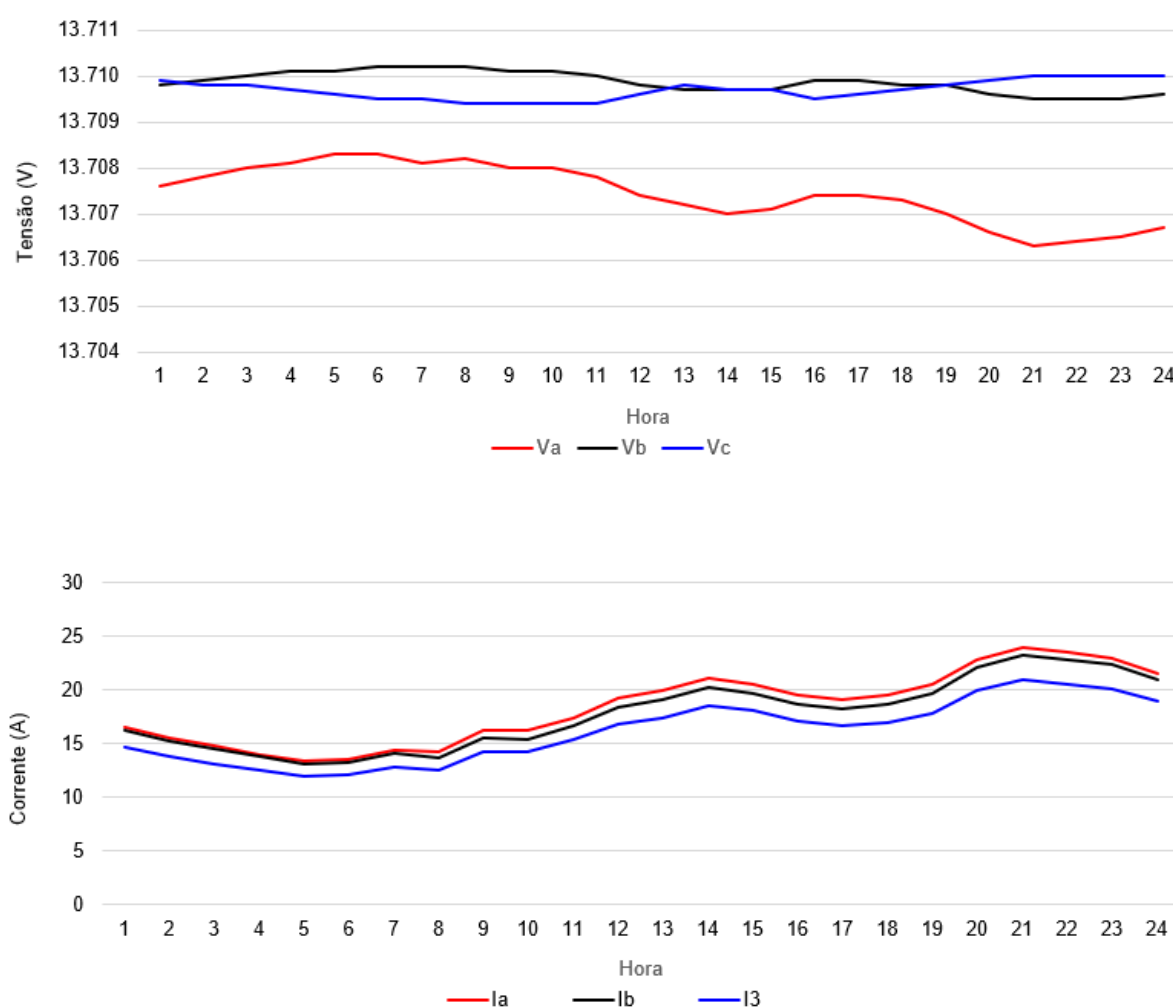


Fonte: Elaborado pelo autor



Na Figura 4.18 pode-se verificar as tensões e correntes na saída da microrrede, tendo a usina PCH como fonte principal. Percebe-se que, ao longo do dia, uma curva de corrente tem uma leve ascendência no horário da ponta. O nível de tensão apresenta uma característica oposta à da corrente, no entanto com baixa amplitude em termos absolutos, em torno de 5 volts.

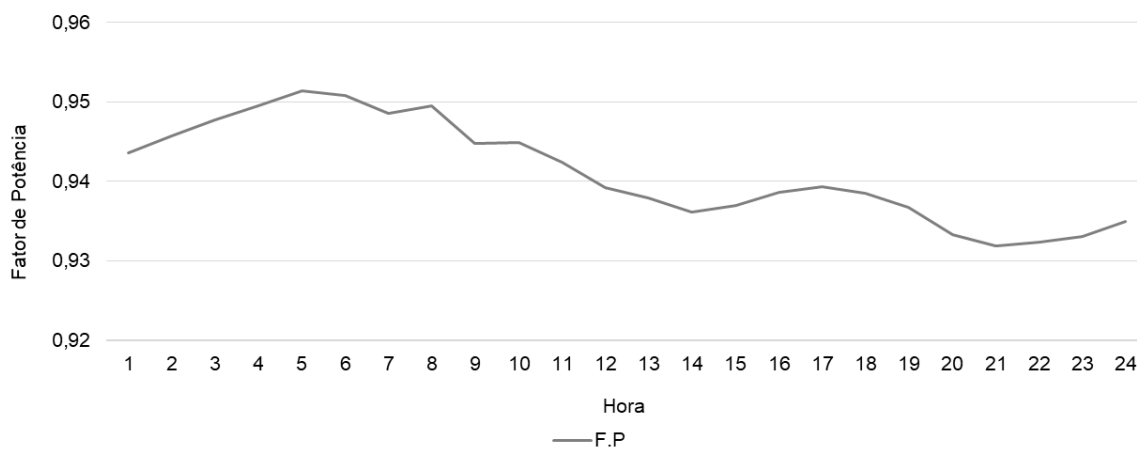
Figura 4.18 - Tensão e corrente na saída da Usina com a microrrede 2



Fonte: Elaborado pelo Autor

O fator de potência na saída da microrrede, conforme pode ser observado na Figura 4.19, tem um comportamento que oscila ao longo do dia, de 0,95 a 0,93, dentro da faixa aceitável.

Figura 4.19 - Fator de Potência saída da usina com a microrrede 2

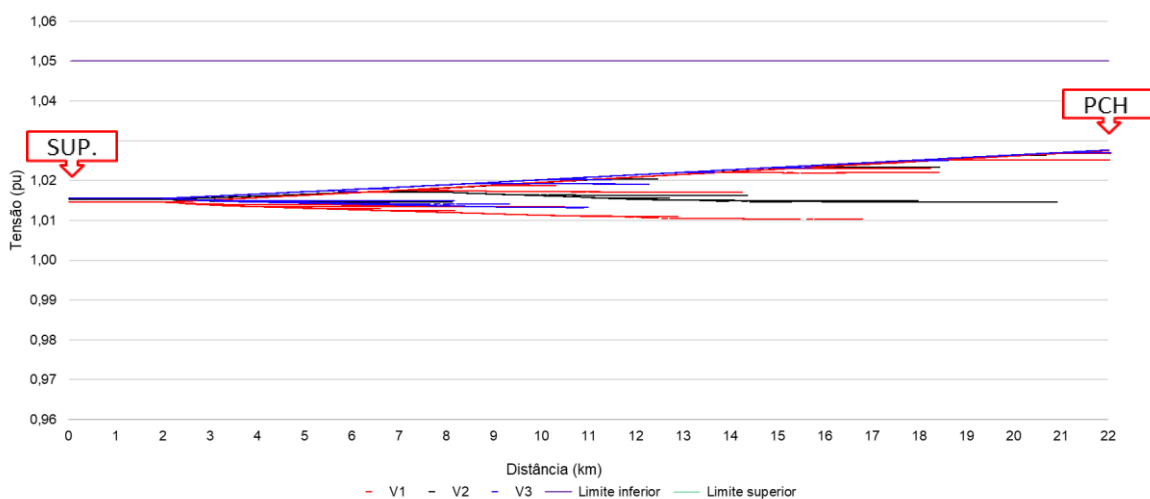


Fonte: Elaborado pelo Autor

Na Figura 4.20 e Figura 4.21 é apresentado o perfil de tensão ao longo do alimentador da microrrede, tendo a usina PCH como fonte principal, que está localizada no final do alimentador, a 22,5 km do ponto de seccionamento.

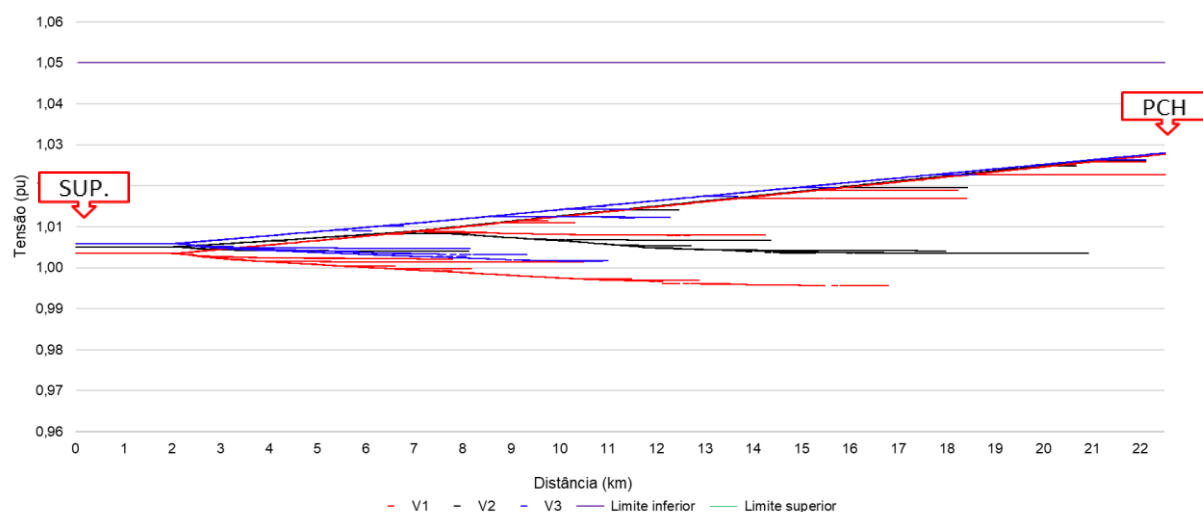
Nesta configuração, em ambos os horários analisados, não foi observada variação expressiva de tensão ao longo da microrrede.

Figura 4.20 - Perfil de tensão na microrrede 2 às 5h



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.21 - Perfil de tensão na microrrede 2 às 21h



Fonte: Elaborado pelo Autor

Pode-se observar, neste caso, na saída da microrrede tendo a usina PCH como fonte principal que, na média tensão, não foram observadas transgressões de tensão, nos horários simulados no perfil de tensão. O fator de potência na saída do alimentador fica na média de 0,94.

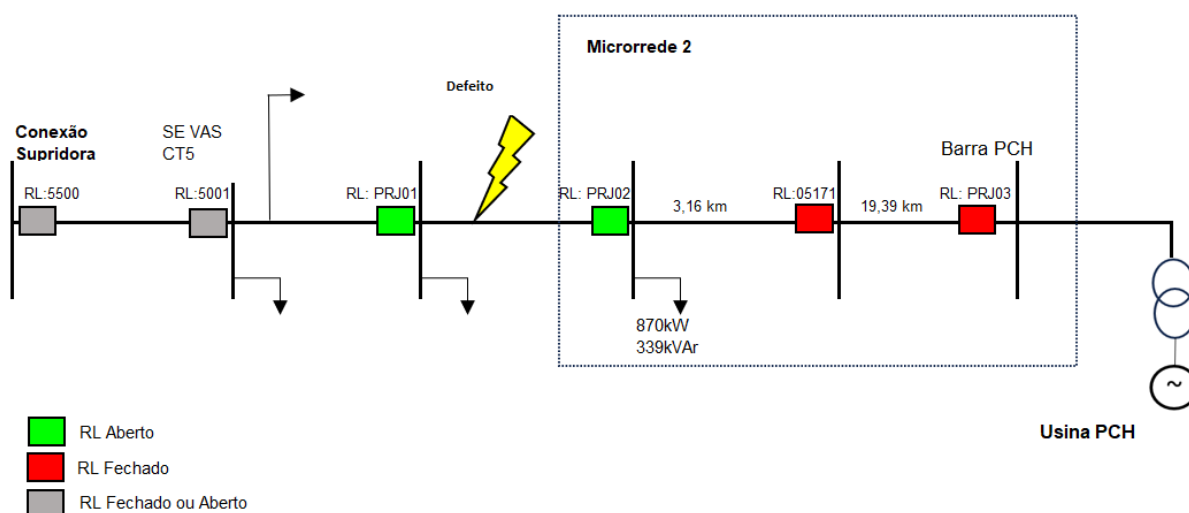
Nesse cenário, a curva de carga do alimentador segue as cargas das unidades consumidoras, tipicamente residencial e rural. No entanto, ainda é possível observar um desequilíbrio no carregamento entre as fases, o que diretamente gera um pequeno desbalanço na tensão entre as mesmas.

#### 4.1.5 Análise das condições para operação ilhada da microrrede 2

Nesta seção será verificada a possibilidade de operação da microrrede 2, de acordo com histórico de geração da PCH. O estabelecimento da operação ilhada da microrrede ocorrerá através de manobras nos equipamentos religadores, com o objetivo de isolar a microrrede da rede principal.

Na Figura 4.22 é demonstrada a disposição dos equipamentos de seccionamento e proteção da rede principal, o ponto limite para ocorrência de defeito e a área de abrangência da microrrede 2.

Figura 4.22 – Abrangência da microrrede 2



Fonte: Elaborado pelo Autor

Para essa configuração de operação, a interrupção do fornecimento pode ocorrer por parte da supridora ou por algum defeito localizado na região anterior ao equipamento RL: PRJ02. No entanto, para se estabelecer esta topologia é necessário verificar a disponibilidade de potência de geração PCH, de forma compatível com a carga remanescente na microrrede 2.

A demanda máxima considerada para carga remanescente na ilha é obtida através do fluxo de potência, conforme demonstrado nas seções anteriores, e está apresentada na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Demanda máxima no ilhamento da microrrede 2

Ilha	Carga (MVA)	Carga (MW)	Carga (MVAr)
Microrrede 2	0,934	0,870	0,339

Fonte: Elaborado pelo Autor

No entanto, para se estabelecer esta topologia, é necessário verificar a capacidade de potência de geração em atender a carga da microrrede 2.

Para avaliar essa possibilidade de atendimento, foram verificados os registros de geração, com a premissa de que a potência injetada da usina deve ser maior ou igual à demanda da carga.

Na Tabela 4.5 consta o número de horas mensais que a usina opera com capacidade de potência maior que demanda da carga.

Tabela 4.5 – Capacidade de geração horária da usina PCH

2021												
Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<0,9	654	329	653	676	599	264	387	547	31	537	690	687
0,9≤P<2,5	90	343	91	44	145	456	357	197	689	207	30	57
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
2022												
Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<0,9	683	658	656	436	69	13	17	13	227	646	647	697
0,9≤P<2,5	61	14	88	284	675	707	727	731	493	98	73	47
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

Fonte: Elaborado pelo Autor

Analisando a tabela acima é possível constatar que, no ano 2021, a PCH permaneceu em 2.706 horas com a potência da usina entre 0,9 MW e 2,5 MW, ou seja, maior que a carga requerida pela microrrede 2. Já no ano de 2022, houve um total de 3.998 horas, o que representa 46% do tempo operando com a geração nesse patamar de potência.

Entretanto, para se ter maior confiabilidade quanto aos níveis de geração em períodos contínuos, foi elaborada a Tabela 4.6, que apresenta a frequência mensal em que a potência injetada pela PCH permanece entre os valores selecionados, em um intervalo de tempo contínuo e pré-determinado.

Através das informações da Tabela 4.6 é possível constatar que, no mês de setembro de 2021 e nos meses de maio até agosto de 2022, a geração da PCH permaneceu no mínimo 24 dias na faixa de potência determinada para cada horário determinado.

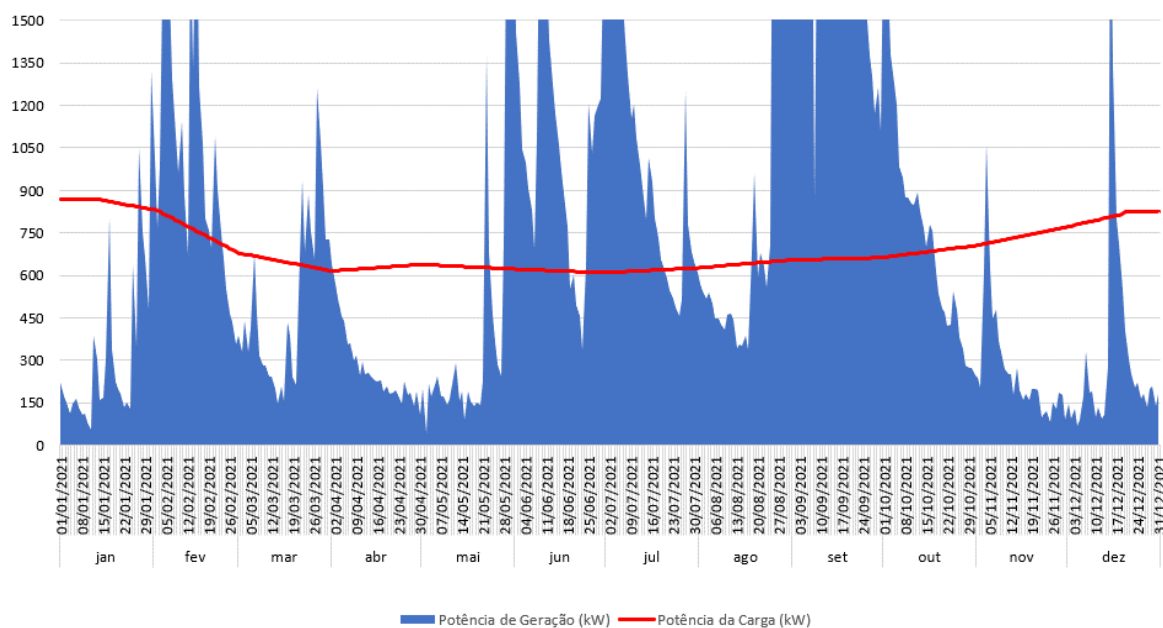
Tabela 4.6 – Frequência de disponibilidade de geração por potência e período

2021													
Potência Saida (MW)	Período contínuo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,9≤P<2,5	0h as 6h	0	12	2	0	3	17	12	7	27	8	0	2
	6h as 12h	3	9	1	0	4	11	11	8	24	5	1	1
	12h as 18h	1	9	2	0	4	12	13	7	26	5	0	1
	18h as 24h	2	12	1	0	4	16	12	7	28	7	0	1
2022													
Potência Saida (MW)	Período contínuo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,9≤P<2,5	0h as 6h	1	0	1	9	27	30	27	28	19	3	2	0
	6h as 12h	1	1	1	9	27	28	28	28	17	3	0	1
	12h as 18h	1	0	1	10	25	28	28	27	13	2	2	0
	18h as 24h	1	0	1	11	28	28	29	29	16	3	0	1

Fonte: Elaborado pelo Autor

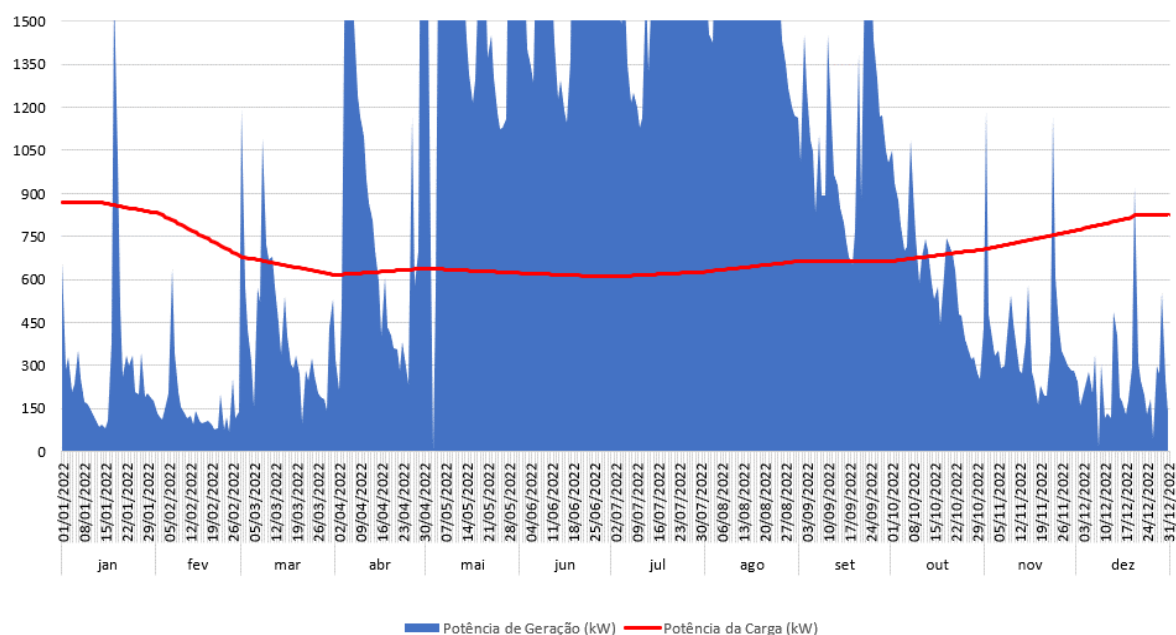
Na Figura 4.23 e Figura 4.24 é possível observar, por meio de gráfico, as informações anteriormente demonstradas nas tabelas. Logo, nota-se que a potência geração usina é superior à demanda requerida pela carga da microrrede nos períodos verificados.

Figura 4.23 – Capacidade de Geração (2021) e demanda da microrrede 2



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.24 – Capacidade de Geração (2022) e demanda da microrrede 2



Fonte: Elaborado pelo Autor

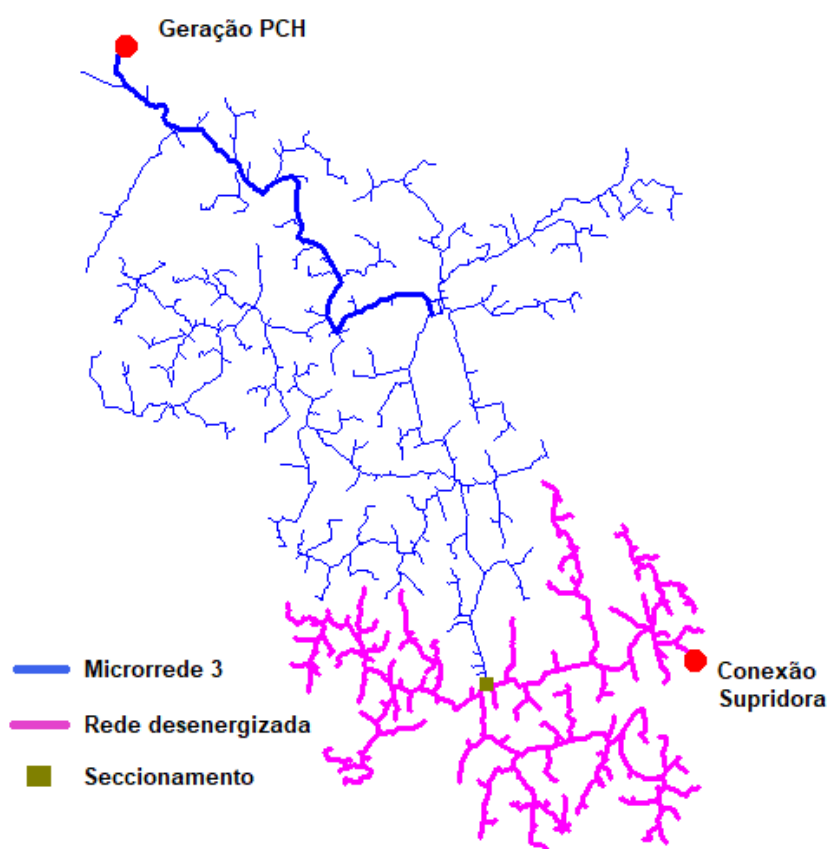
Com base nestas análises, é possível afirmar que a PCH apresenta condições, no requisito de potência, de suprir a parcela de carga ilhada por alguns períodos, de acordo com as condições hidrometeorológicas do mês.

#### 4.1.6 Zona de ilhamento 3: atendimento da demanda equivalente a 1,35 MW

Este cenário de simulação propõe uma região para corte de carga na rede de distribuição conectada pela fonte pelo suprimento principal, de modo que parte da carga do circuito de distribuição da CERTAJA, equivalente a 1,35 MW, seja atendida de forma ilhada com o suprimento pela usina PCH.

A Figura 4.25 apresenta a zona de operação proposta para implementação da microrrede.

Figura 4.25 – Zona de operação da microrrede 3 e zona desenergizada



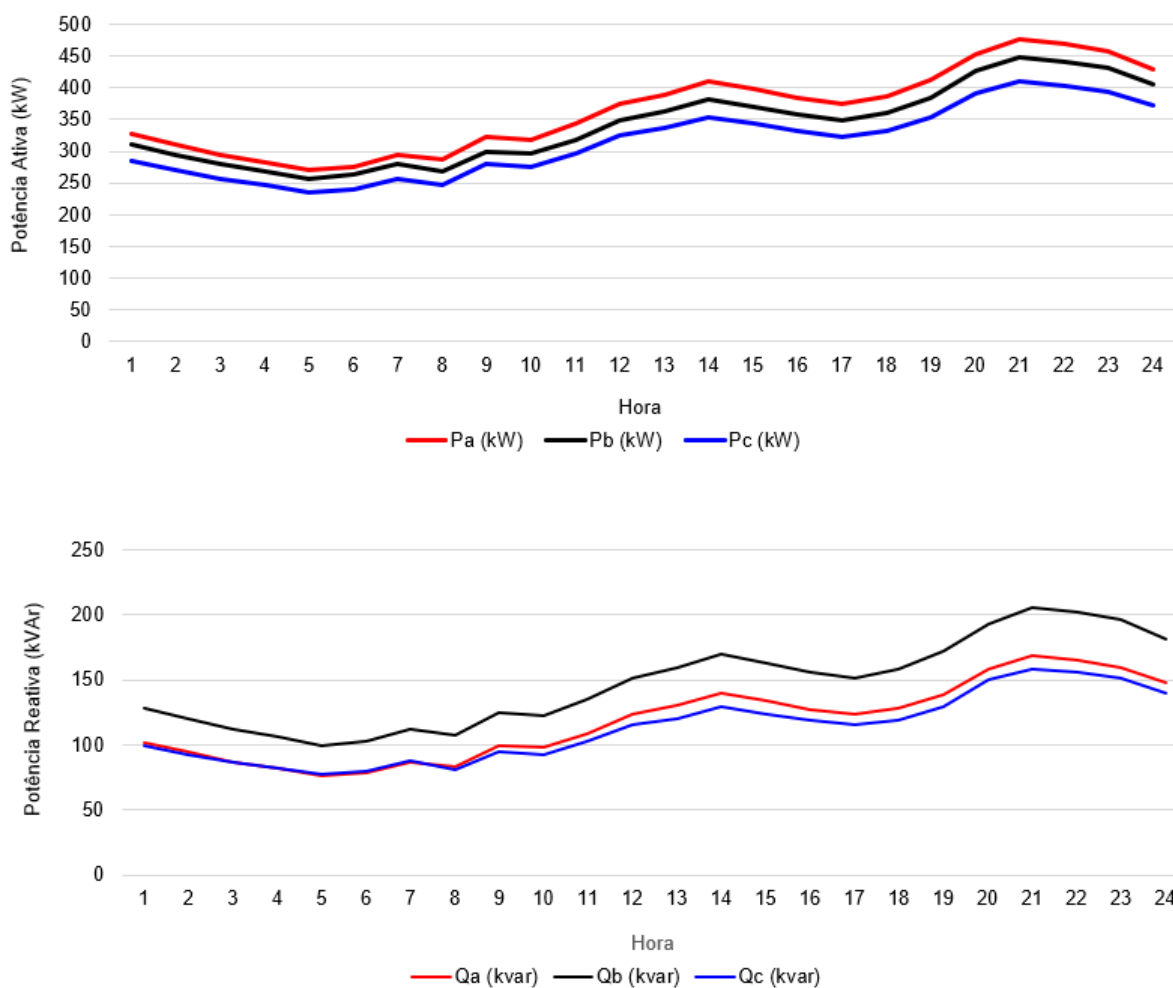
Fonte: Elaborado pelo Autor

Nesta configuração de ilhamento é mantido o fornecimento de energia elétrica a 1.895 unidades consumidoras do total de 2.591 consumidores do alimentador.

Na Figura 4.26 tem-se as potências ativa e reativa da microrrede, verificadas na saída da usina, onde a curva de carga resultante segue o perfil característico da carga residencial e rural existente no circuito. Neste caso, ainda se observa um pequeno desequilíbrio no carregamento das fases, decorrente de ramais monofásicos na região de abrangência desta microrrede.



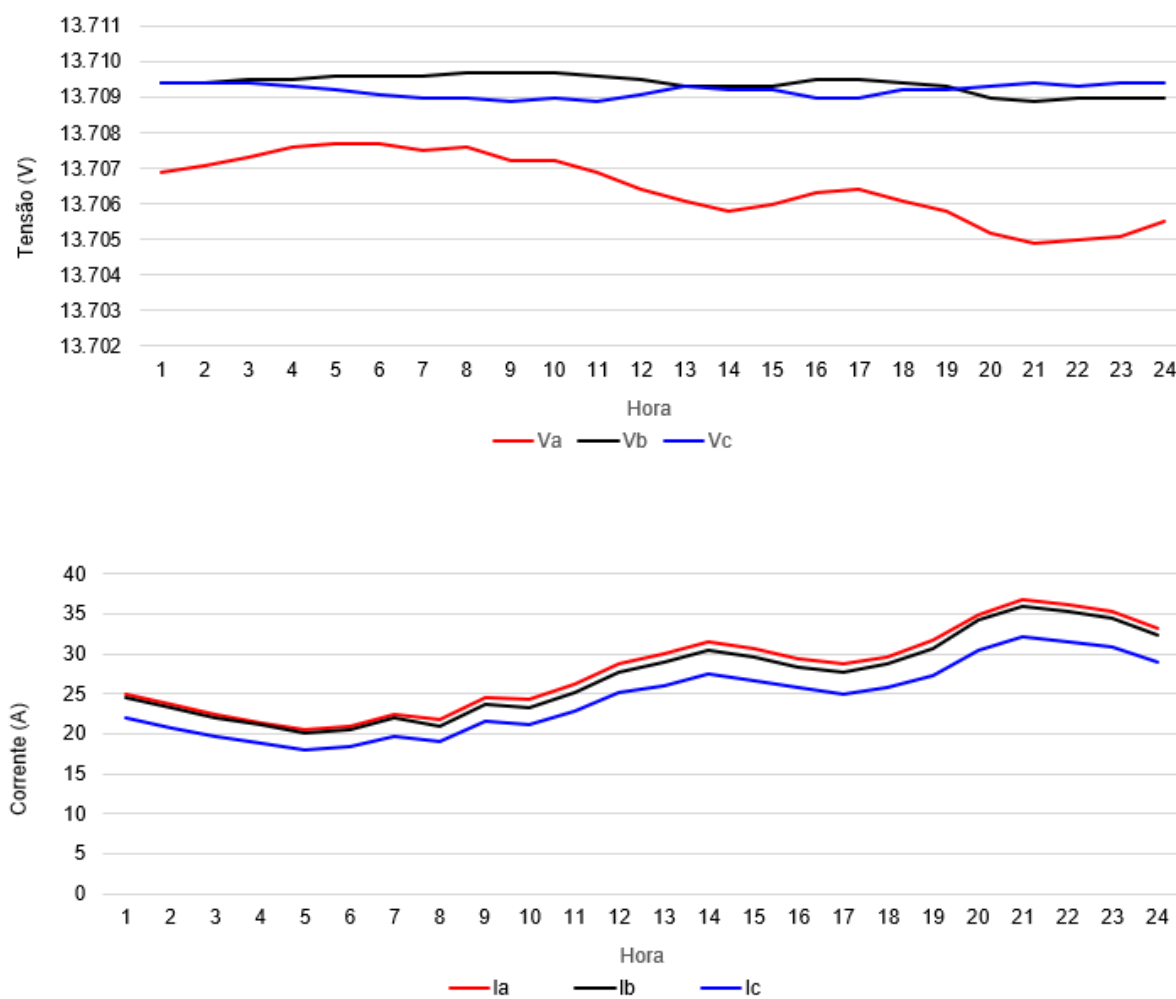
Figura 4.26 – Carregamento potência ativa e reativa saída usina com microrrede 3



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 4.27 pode-se verificar as tensões e correntes na saída da microrrede, tendo a usina PCH como fonte principal. Percebe-se que, ao longo do dia, uma das fases apresenta uma pequena queda em relação às demais.

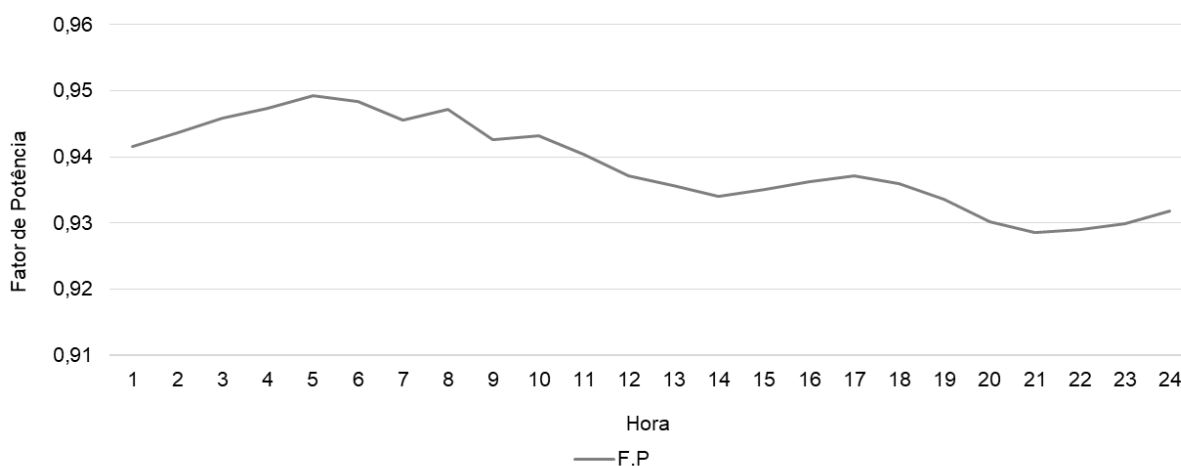
Figura 4.27 - Tensão e corrente na saída da Usina com a microrrede 3



Fonte: Elaborado pelo Autor

O fator de potência na saída da microrrede, conforme pode ser observado na Figura 4.28, tem um comportamento que oscila ao longo do dia, de 0,94 a 0,93, porém dentro dos limites aceitáveis.

Figura 4.28 - Fator de Potência saída da Usina com a microrrede 3

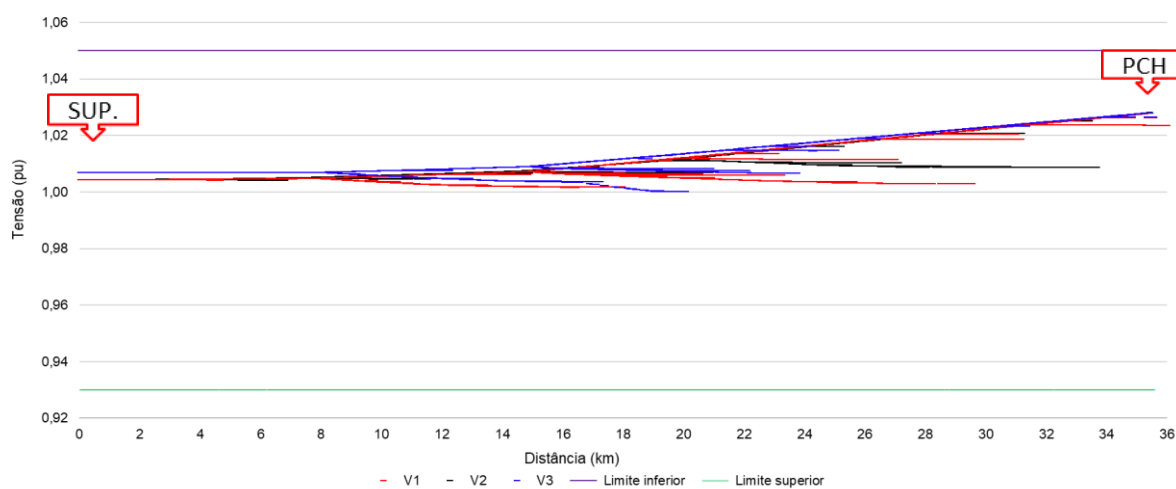


Fonte: Elaborado pelo Autor

Nas Figura 4.29 e Figura 4.30 é apresentado o perfil de tensão ao longo do alimentador da microrrede, tendo a usina PCH como fonte principal, localizada no final do alimentador, a 35,2 km do ponto de seccionamento.

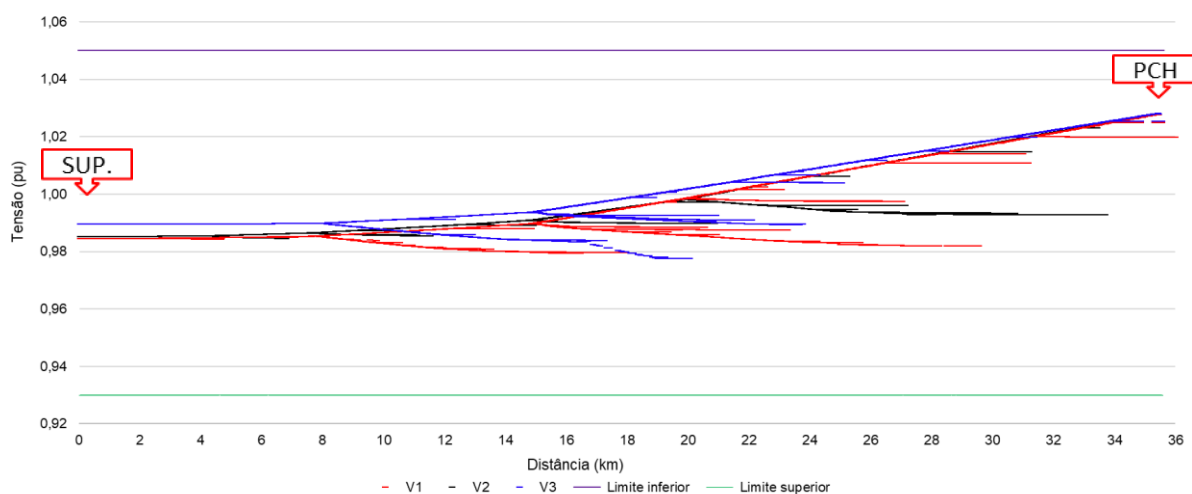
Nesta configuração, no horário de menor carga, que é às 5h, a tensão tem uma menor variação em comparação ao horário de maior carga, que acontece às 21h, onde há uma pequena queda na tensão relacionada ao aumento da carga característica desse horário.

Figura 4.29 - Perfil de tensão na microrrede 3 às 5h



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.30 - Perfil de tensão na microrrede 3 às 21h



Fonte: Elaborado pelo Autor

Neste caso observa-se que, na saída da microrrede tendo a usina PCH como fonte principal, não foram observadas transgressões de tensão nos horários simulados no perfil de tensão. O fator de potência na saída do alimentador fica em torno de 0,94.

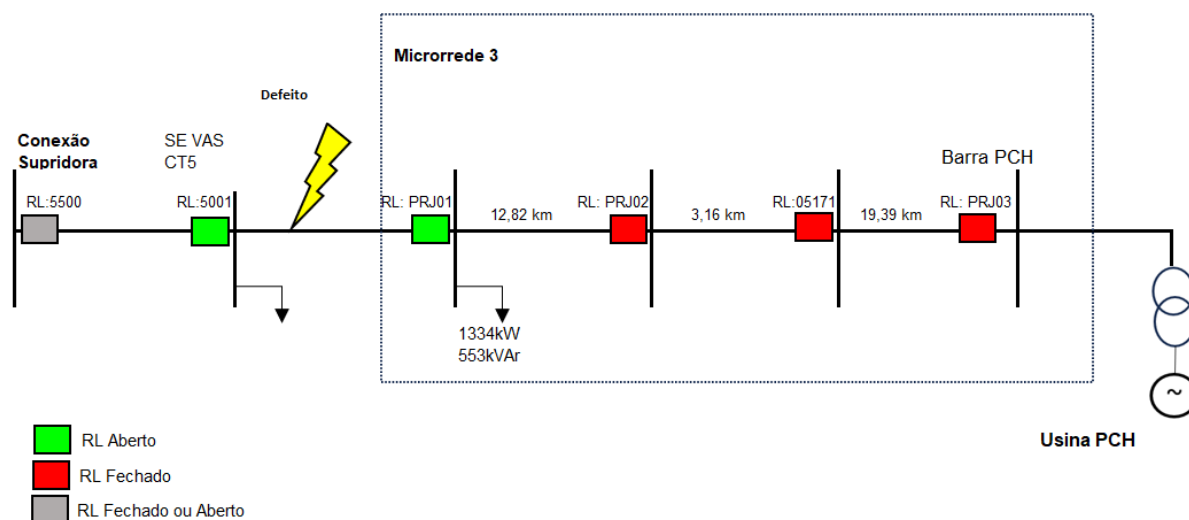
Nesse cenário, o fator de potência na saída do alimentador fica em torno de 0,94, e é possível observar um desequilíbrio no carregamento entre as fases, o que diretamente gera um pequeno desbalanço na tensão entre elas.

#### 4.1.7 Análise das condições para operação ilhada da microrrede 3

Esta seção tem o objetivo de verificar a possibilidade de operação ilhada da microrrede 3, de acordo com base histórica de geração da usina PCH.

Através da Figura 4.31 é demonstrada a disposição dos equipamentos de manobra ao longo da rede principal, o ponto limite para ocorrência de defeito e a área de abrangência da microrrede 3.

Figura 4.31 – Abrangência da microrrede 3



Fonte: Elaborado pelo Autor

Nesta topologia de operação proposta, a interrupção do fornecimento pode ocorrer por parte da supridora ou por algum defeito localizado na região anterior ao equipamento religador RL: PRJ01. Logo, para se estabelecer esta topologia é necessário ajustar o despacho da potência de geração PCH, de forma compatível com a carga remanescente na microrrede 3.

A demanda máxima considerada para carga remanescente na ilha é obtida através do fluxo de potência, conforme demonstrado nas seções anteriores, e está apresentada na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Demanda máxima no ilhamento da microrrede 3

Ilha	Carga (MVA)	Carga (MW)	Carga (MVAr)
Microrrede 3	1,437	1,334	0,553

Fonte: Elaborado pelo Autor

No entanto, para se estabelecer esta topologia é necessário verificar a capacidade de potência da PCH em atender a carga da microrrede 3.

Para avaliar essa possibilidade de atendimento foram verificados os registros de geração, com a premissa de que a potência injetada deve ser maior ou igual à demanda da carga.

Através dos dados apresentados na Tabela 4.8, pode-se constatar o número de horas mensais que a usina opera com capacidade de potência maior que a da carga.

Tabela 4.8 – Capacidade de geração horária da usina PCH

2021												
Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<1,4	730	527	736	720	654	589	570	580	137	687	720	711
1,4≤P<2,5	14	145	8	0	90	131	174	164	583	57	0	33
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
2022												
Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<1,4	722	671	735	576	296	196	212	160	607	741	709	736
1,4≤P<2,5	22	1	9	144	448	524	532	584	113	3	11	8
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

Fonte: Elaborado pelo Autor

Ao analisar as informações da tabela acima, é possível constatar que, no ano 2021, a PCH permaneceu 1.399 horas com a potência da usina entre 1,4 MW e 2,5 MW, ou seja, maior que a carga requerida pela microrrede 3. Já no ano de 2022 foram 2.399 horas, das 8.760 horas do ano, com a geração nesta faixa de potência.

No entanto, para se ter mais segurança quanto aos níveis de geração para períodos ininterruptos, foi elaborada a Tabela 4.9, que apresenta a frequência mensal em que a potência injetada pela PCH permanece entre os valores selecionados, por um intervalo de tempo contínuo e determinado.

Através das informações da Tabela 4.9 é possível constatar que, exceto no mês de setembro, nos demais meses de 2021 a geração da PCH permaneceu no máximo 7 dias na faixa de potência para um determinado horário. Já nos meses de janeiro, março, abril e novembro não se observou capacidade de potência por períodos contínuos.

Tabela 4.9 – Frequência de disponibilidade de geração por potência e período

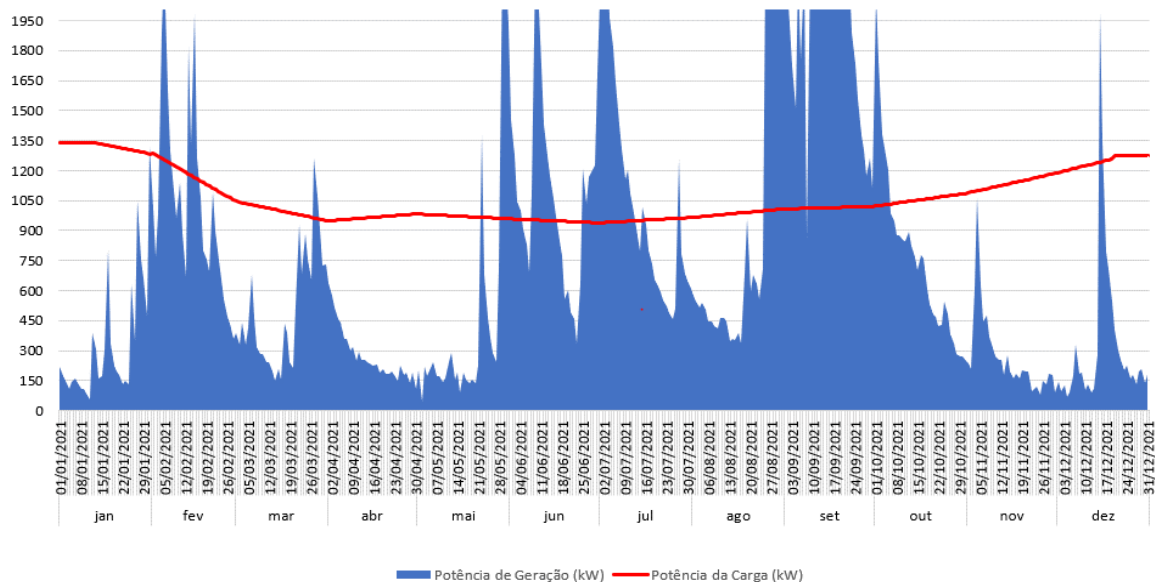
2021													
Potência Saida(MW)	Período contínuo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1,4≤P<2,5	0h as 6h	0	4	0	0	3	6	5	5	23	2	0	2
	6h as 12h	0	2	0	0	2	0	5	6	16	0	0	0
	12h as 18h	0	4	0	0	4	3	5	6	22	2	0	1
	18h as 24h	0	5	0	0	3	4	5	7	22	1	0	1
2022													
Potência Saida(MW)	Período contínuo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1,4≤P<2,5	0h as 6h	0	0	0	4	16	19	17	18	2	0	0	0
	6h as 12h	0	0	0	2	14	18	13	19	2	0	0	0
	12h as 18h	0	0	0	4	15	15	18	21	5	0	0	0
	18h as 24h	1	0	0	6	16	19	21	20	4	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo Autor

Ainda com base na tabela acima, nos meses de maio a agosto de 2022 a capacidade de geração da PCH permaneceu entre 13 e 21 dias na faixa de potência para um determinado período contínuo de 6 horas.

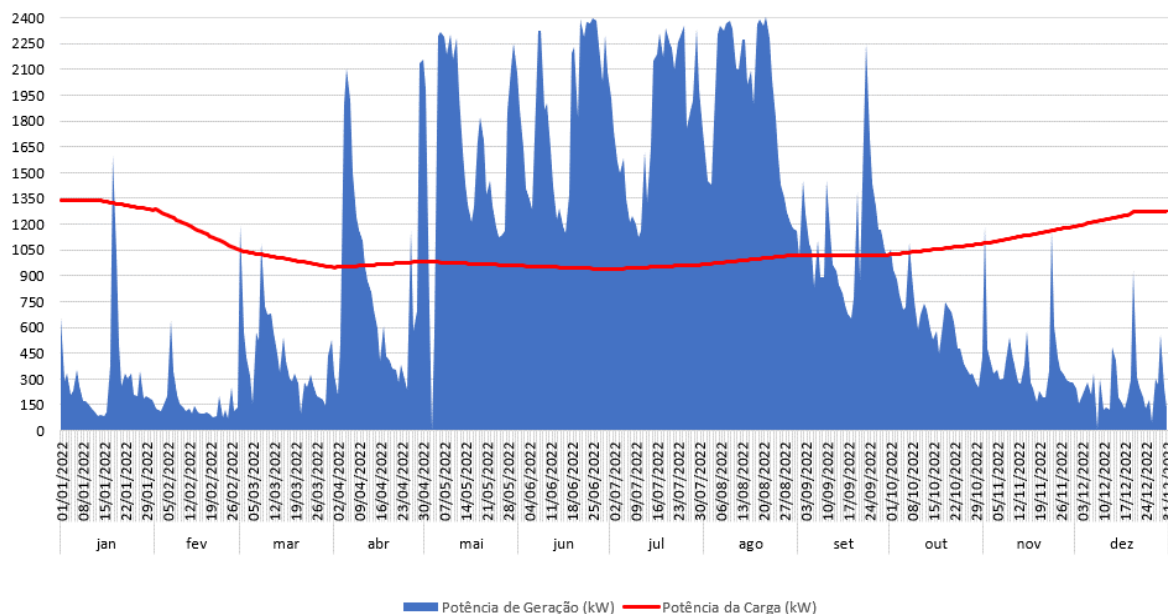
Já através da Figura 4.32 e Figura 4.33 é possível observar graficamente as informações anteriormente demonstradas em tabelas. Logo, nota-se que, por alguns períodos, a potência geração-usina é superior à demanda requerida pela carga nos períodos verificados.

Figura 4.32 – Capacidade de Geração (2021) e demanda da microrrede 3



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 4.33 – Capacidade de Geração (2022) e demanda da microrrede 3



Fonte: Elaborado pelo Autor

Através destas análises é possível afirmar que a PCH apresenta condições, no que se refere à potência injetada, de suprir a parcela de carga ilhada por alguns períodos, de acordo com as condições hidrometeorológicas de cada mês

#### 4.1.8 Zona de ilhamento 4: atendimento da demanda total em 2,12 MW

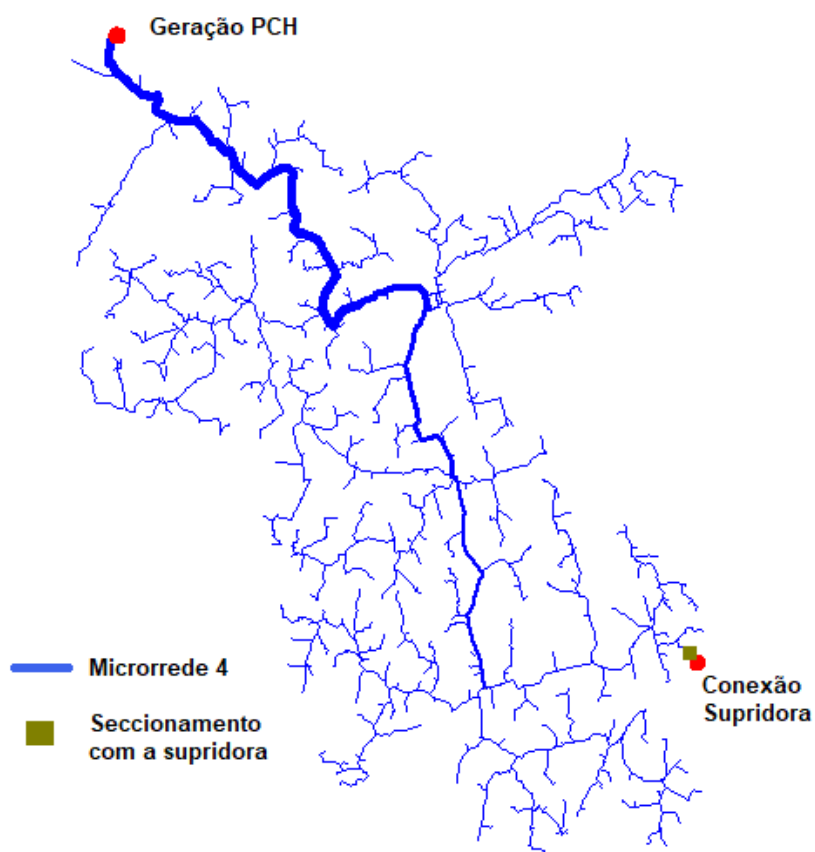
Este cenário de simulação propõe uma região para corte de carga na rede de distribuição conectada pela fonte pelo suprimento principal, de modo que toda a carga do circuito de distribuição da CERTAJA, equivalente a 2,12 MW, seja atendida de forma ilhada com o suprimento pela usina PCH.

A Figura 4.34 apresenta a zona de operação proposta para implementação da microrrede, operando de forma ilhada caso haja a perda do alimentador principal conectado ao suprimento da concessionária, seja por algum imprevisto ou até mesmo em razão de alguma manutenção programada na troncal.

Neste arranjo de ilhamento é mantido o fornecimento de energia elétrica a todas as 2.591 unidades consumidoras do alimentador.



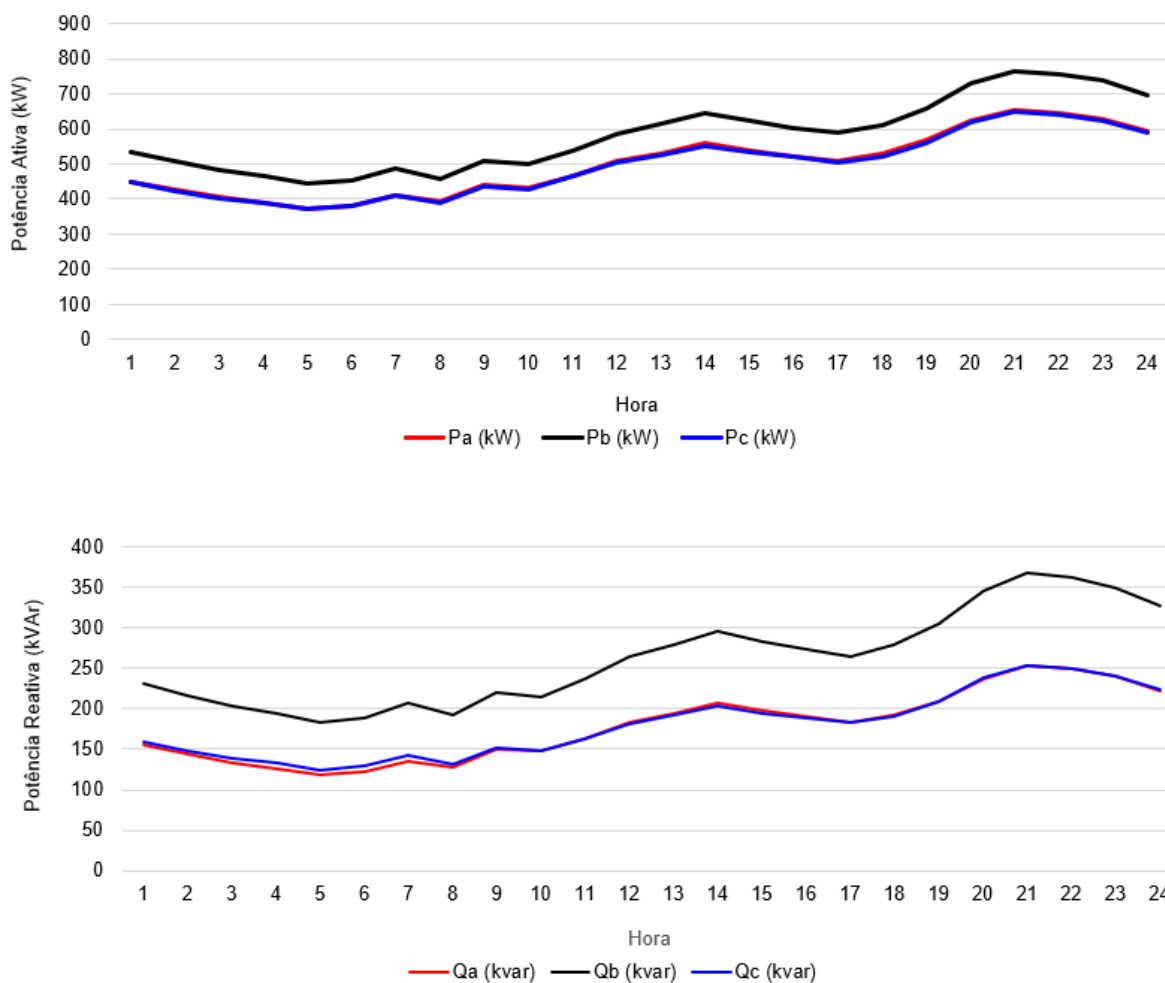
Figura 4.34 – Zona de operação da microrrede 4



Fonte: Elaborado pelo Autor

Na Figura 4.35 tem-se as potências ativa e reativa da microrrede. Conforme já observado no demais cenários de simulação, é possível constatar desequilíbrio de carga entre as fases, que decorre em função da presença de grandes ramais monofásicos no alimentador.

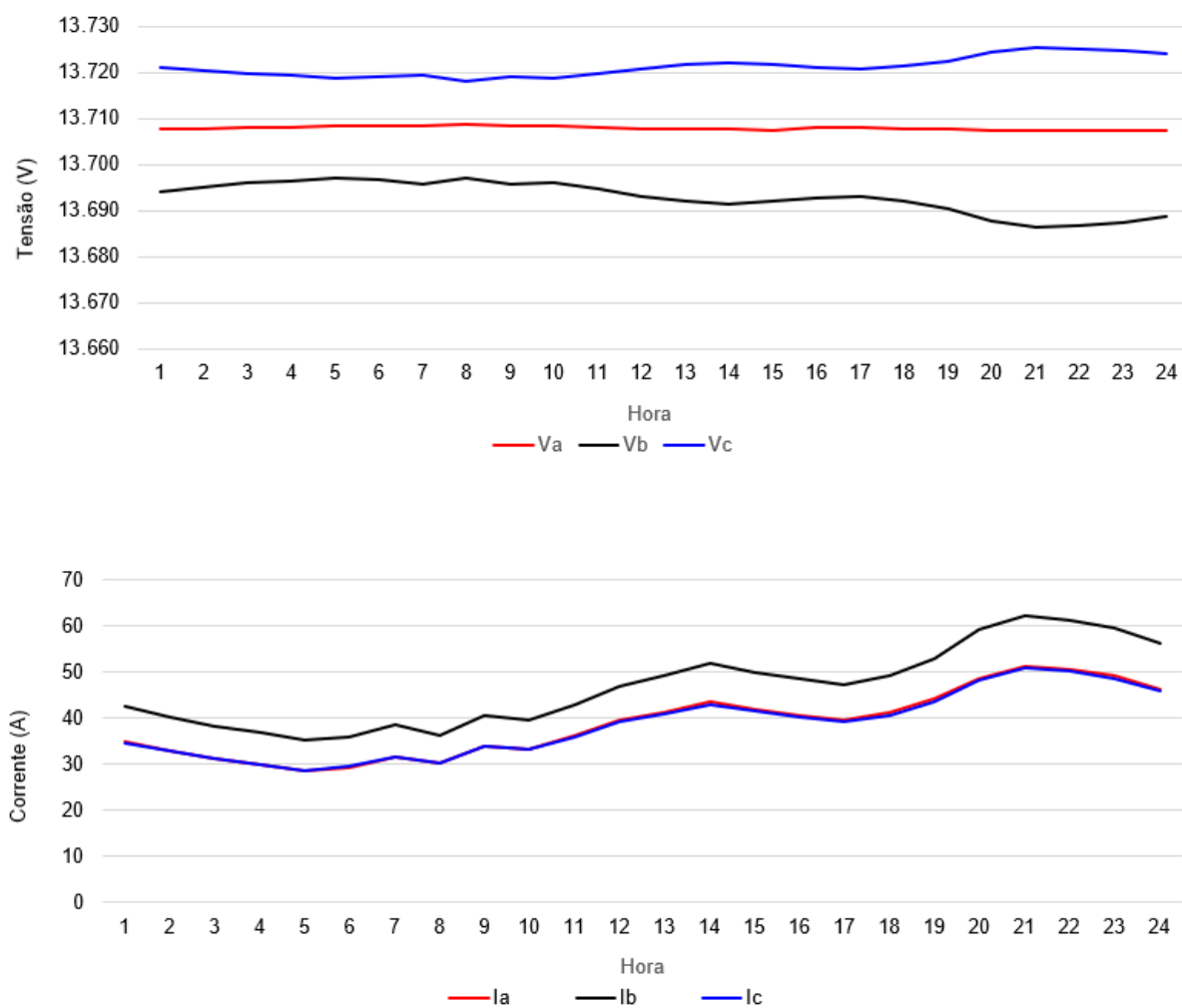
Figura 4.35 – Carregamento potência ativa e reativa saída usina com microrrede 4



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 4.36 pode-se verificar as tensões e correntes na saída da microrrede, tendo a usina PCH como fonte principal. Observa-se que, ao longo do dia, uma curva de corrente é ascendente, com maior amplitude do período de ponta, onde os consumidores residenciais e rurais geram maior efeito nas cargas. Já a do nível de tensão apresenta uma característica oposta à da corrente, com maior redução no período da ponta.

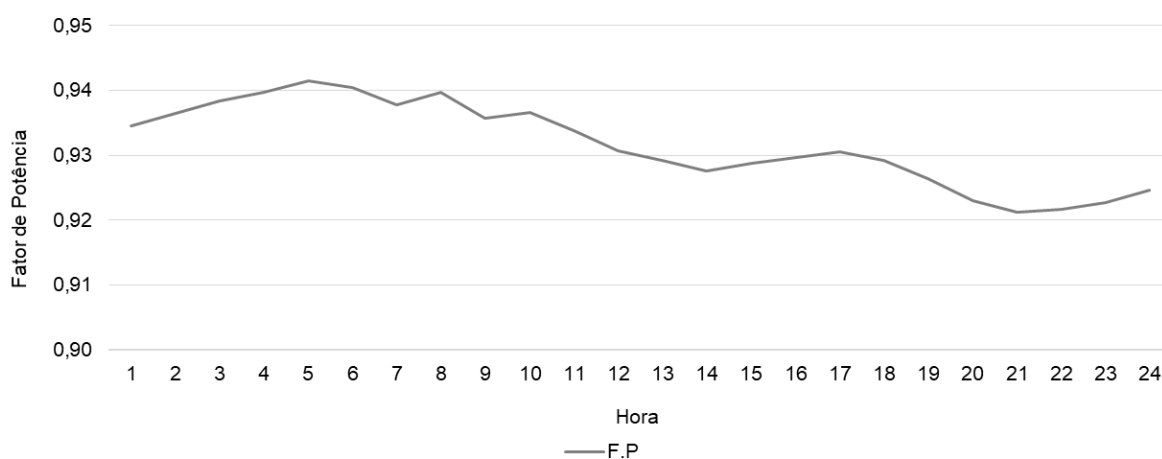
Figura 4.36 - Tensão e corrente na saída da Usina com a microrrede 4



Fonte: Elaborado pelo Autor

O fator de potência na saída da microrrede, conforme pode ser observado na Figura 4.37, tem um comportamento que oscila ao longo do dia, de 0,94 a 0,92, onde no horário das 21h quase ultrapassa os limites adequados.

Figura 4.37 - Fator de Potência saída da Usina com a microrrede 4

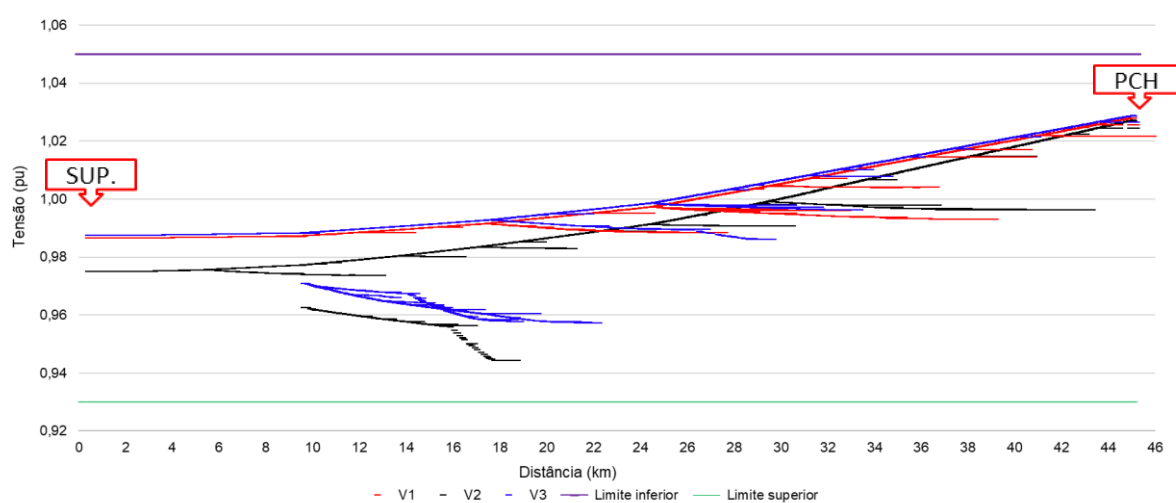


Fonte: Elaborado pelo Autor

Nas Figura 4.38 e Figura 4.39 pode-se observar o perfil de tensão ao longo do alimentador da microrrede, tendo a usina PCH como fonte principal, localizada no final do alimentador, em torno de 45 km do ponto de seccionamento da fronteira da distribuidora.

Nesta configuração de simulação, conforme Figura 4.38, no horário de menor carga, que é às 5h, já é possível observar a variação de tensão à medida que a rede primária fica mais distante da PCH. No entanto, ainda não são observadas transgressões de tensão.

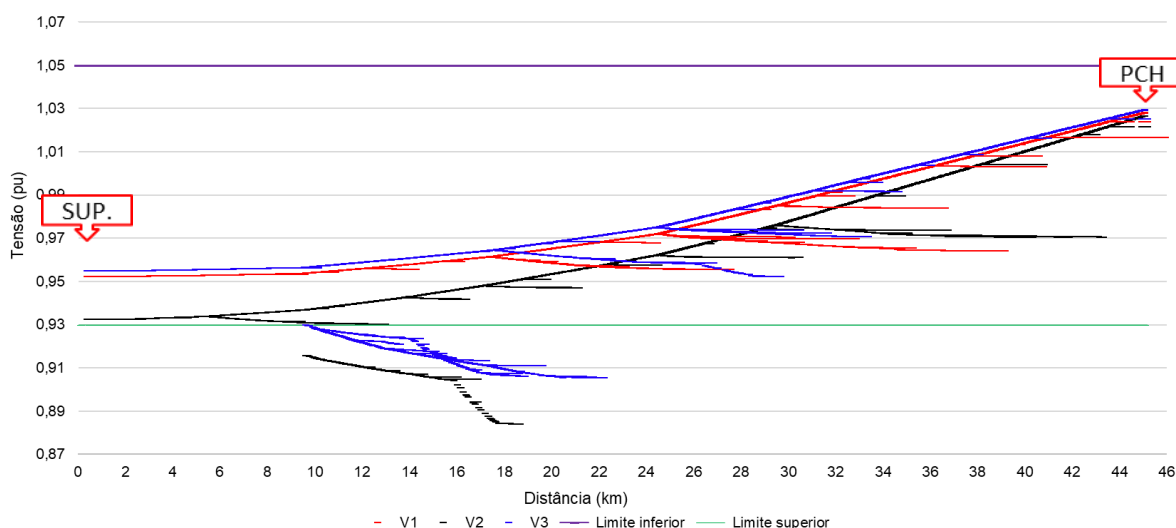
Figura 4.38 - Perfil de tensão na microrrede 4 às 5h



Fonte: Elaborado pelo Autor

Ao observar o perfil de tensão na Figura 4.39, a queda de tensão já é bem mais expressiva, em que já é possível observar as transgressões de tensão de segmentos primários que passaram a integrar essa microrrede.

Figura 4.39 - Perfil de tensão na microrrede 4 às 21h



Fonte: Elaborado pelo Autor

Nesse último cenário de simulação, com o atendimento total da carga pela PCH de forma ilhada, já se percebe violações no sistema nos perfis de média tensão, o que deve ser ajustado ao longo do alimentador com algum método para mitigar o problema, normalmente com regulador de tensão.

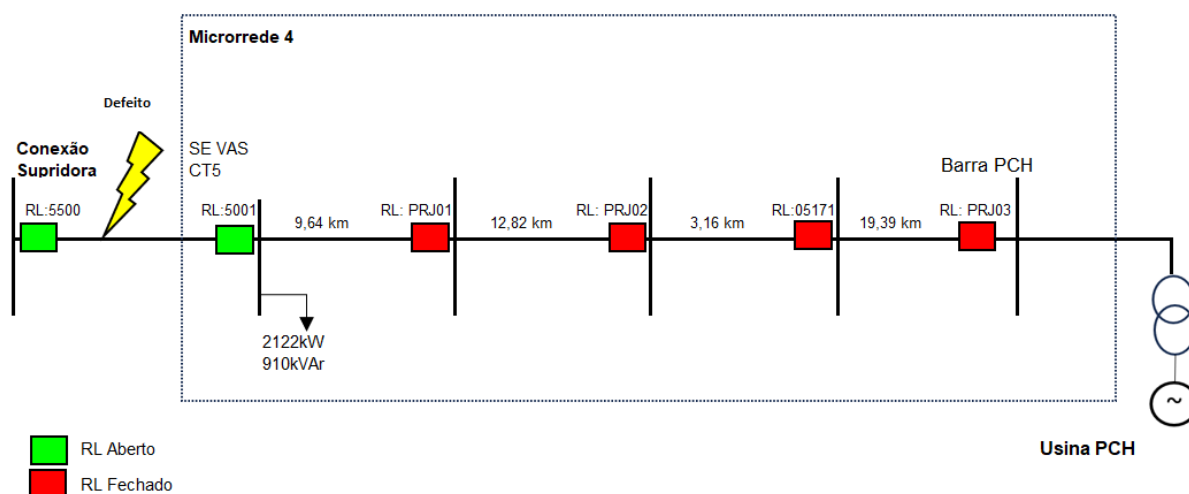
O fator de potência, como fica nos limites adequados, necessita de controle, o que deve ser realizado por meio da instalação de equipamento compensador dinâmicos de reativos.

#### 4.1.9 Análise das condições para operação ilhada da microrrede 4

Nesta última seção de análise será verificada a possibilidade de operação ilhada da microrrede 4, de acordo com base histórica de geração da usina PCH.

Na Figura 4.40 é demonstrada a disposição dos equipamentos religadores alocados na rede principal, o ponto limite para ocorrência de defeito e a área de abrangência da Microrrede 4.

Figura 4.40 – Abrangência da microrrede 4



Fonte: Elaborado pelo Autor

Para essa configuração de operação, a interrupção do fornecimento pode ocorrer por parte da supridora ou por algum defeito localizado na região a montante do equipamento do RL: 5001.

A demanda máxima considerada para carga remanescente na ilha é obtida através do fluxo de potência, conforme demonstrado nas seções anteriores e está apresentada na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Demanda máxima no ilhamento da microrrede 4

Ilha	Carga (MVA)	Carga (MW)	Carga (MVAr)
Microrrede 4	2,309	2,122	0,910

Fonte: Elaborado pelo Autor

No entanto, para se estabelecer esta topologia é necessário verificar a capacidade de potência de geração em atender a carga da microrrede 4.

Para avaliar essa possibilidade de atendimento, foram verificados os registros de geração da PCH, com a premissa de que a potência injetada deve ser maior ou igual à demanda da carga.

Através dos dados apresentados na Tabela 4.11, pode-se constatar o número de horas mensais que a usina opera com capacidade de potência maior que a da carga.

Tabela 4.11 – Capacidade de geração horária da usina PCH

2021												
Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<2,2	744	622	744	720	694	674	663	596	342	732	720	739
2,2≤P<2,5	0	50	0	0	50	46	81	148	378	12	0	5
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
2022												
Potência (MW)	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0<P<2,2	741	671	742	664	557	412	458	375	681	744	720	744
2,2≤P<2,5	3	1	2	56	187	308	286	369	39	0	0	0
Horas mês	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

Fonte: Elaborado pelo Autor

Analisando as informações da tabela acima é possível constatar que, no ano de 2021, a PCH permaneceu 770 horas com a potência da usina entre 2,2 MW e 2,5 MW, Já no ano de 2022 foram 1.251 horas, das 8.760 horas do ano, com a geração nesta faixa de potência.

No entanto, para se ter maior confiabilidade e segurança quanto aos níveis de geração para períodos ininterruptos, foi elaborada a Tabela 4.12, que apresenta a frequência mensal em que a potência injetada pela PCH permanece entre os valores selecionados, por um intervalo de tempo contínuo e determinado.

Através das informações da Tabela 4.12 é possível constatar que, no ano de 2021, a capacidade de geração de forma contínua aconteceu com pouca frequência ou com frequência nula em quase todos os meses. A exceção é o mês de setembro, que varia entre 7 a 15 dias, de acordo com a faixa de potência em um determinado horário.

Tabela 4.12 – Frequência de disponibilidade de geração por potência e período

		2021											
Potência Saida(MW)	Período contínuo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2,2≤P<2,5	0h as 6h	0	0	0	0	2	0	2	3	15	0	0	0
	6h as 12h	0	2	0	0	0	0	2	1	7	0	0	0
	12h as 18h	0	0	0	0	2	1	1	5	8	1	0	0
	18h as 24h	0	1	0	0	2	1	3	6	13	0	0	0

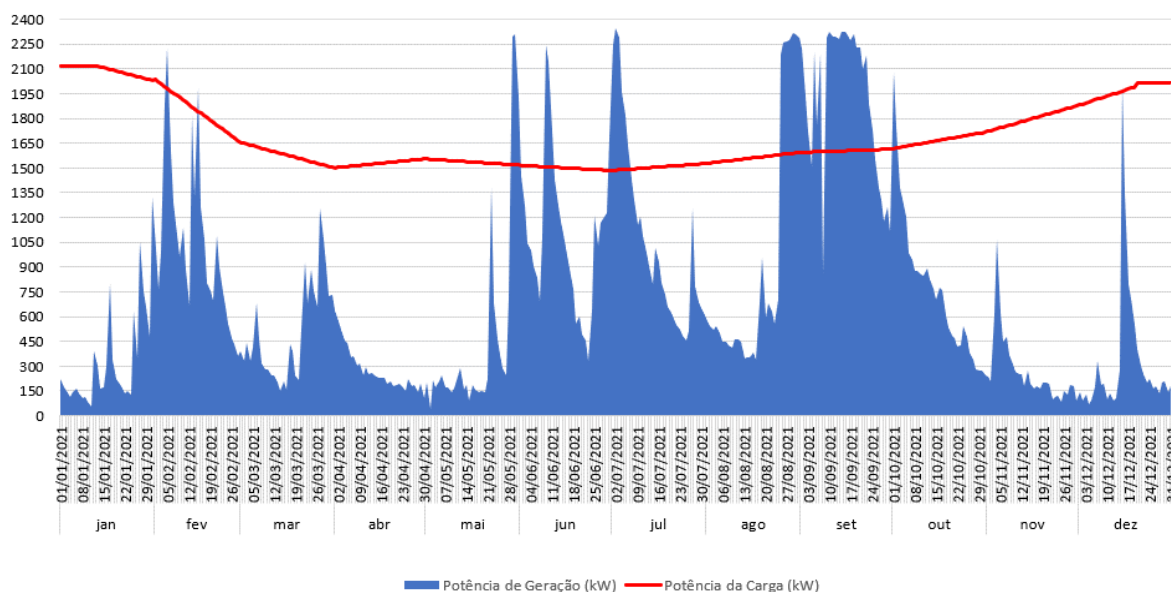
		2022											
Potência Saida(MW)	Período contínuo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2,2≤P<2,5	0h as 6h	0	0	0	0	2	10	7	12	1	0	0	0
	6h as 12h	0	0	0	0	3	10	3	10	0	0	0	0
	12h as 18h	0	0	0	1	4	5	7	8	1	0	0	0
	18h as 24h	0	0	0	0	7	11	11	10	1	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com relação ao ano de 2022, nos meses de junho a agosto a capacidade de geração da PCH permaneceu entre 5 e 12 dias na faixa de potência delimitada, para um determinado período contínuo de 6 horas. Nos demais meses, a disponibilidade de geração da PCH na potência requerida e de forma continua foi praticamente nula.

Na Figura 4.41 e Figura 4.42 são apresentadas a curva típica de geração e a curva de carga remanescente na microrrede 4.

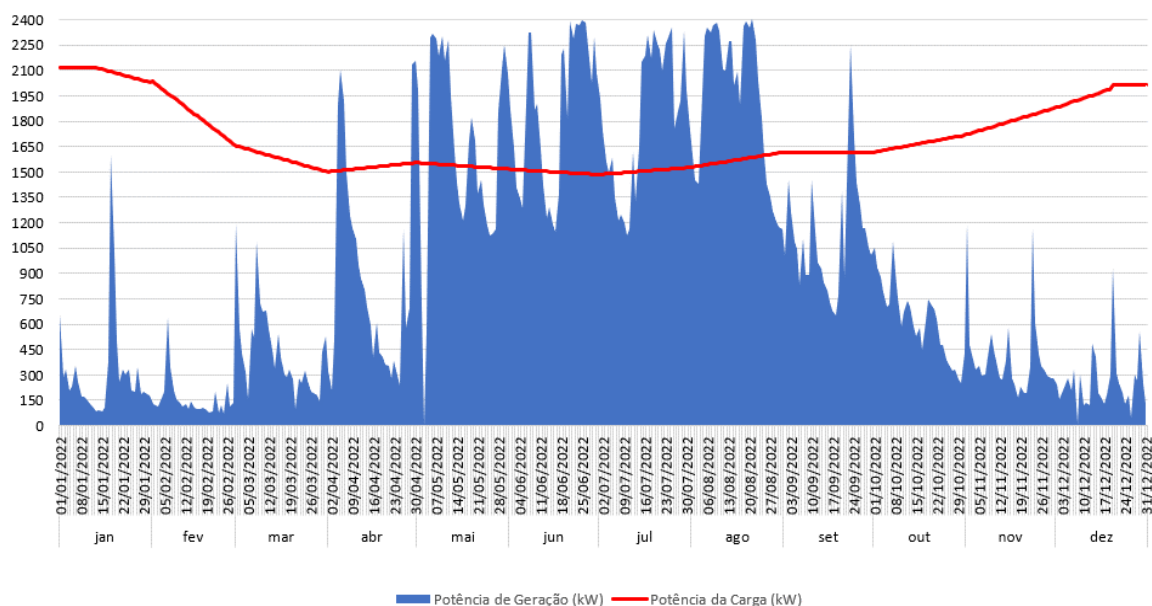
Figura 4.41 – Capacidade de Geração (2021) e demanda da microrrede 4



Fonte: Elaborado pelo Autor



Figura 4.42 – Capacidade de Geração (2022) e demanda da microrrede 4



Fonte: Elaborado pelo Autor

Com base nas informações apresentadas é possível constatar que a usina PCH apresenta capacidade de potência em suprir a parcela de carga ilhada por períodos de uma hora, geralmente nos meses de maio a setembro. Já para períodos de seis horas contínuas, a possibilidade de atendimento da PCH fica bem reduzida, tendo uma frequência média de 8 dias, geralmente entre os meses de maio a agosto.

No entanto, todos os cenários e situações analisadas podem sofrer variações a depender das condições hidrometeorológicas de cada mês.

## 4.2 AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

Os índices de continuidade são calculados com base no número de consumidores afetados por interrupções no fornecimento de energia elétrica durante um período específico. Ao analisar diagrama o circuito em do estudo através da Figura 4.40, é possível observar que qualquer interrupção originada no alimentador principal, cujo problema for a montante do Religador RL:5001, resulta em suspensão do fornecimento para todos os 2.591 consumidores.

Isso ocorre em virtude do AL - VAS CT5 apresentar uma configuração radial, ou seja, possuir apenas uma fonte de conexão de energia, logo quaisquer problemas nesta subestação ou na rede tronco ocasiona a interrupção total da energia.

Na Tabela 4.13 são apresentados os índices de indicadores de continuidades coletivos, relacionados a todas as faltas que aconteceram no alimentador, independente da região de abrangência da interrupção.

Tabela 4.13 – Índices coletivos de continuidade geral AL - VAS CT5

Indicador coletivo	2018	2019	2020	2021	2022
<i>FEC</i> <i>global</i>	30,99	43,78	43,10	57,55	27,62
<i>DEC</i> <i>global</i>	50,83	62,57	119,22	87,22	57,18

Fonte: Adaptado CERTAJA (2023)

Lembrando que DEC, duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, representa o número de horas da interrupção e o FEC, frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, a frequência em que a interrupção ocorre.

Já na Tabela 4.14 são apresentados os índices históricos dos indicadores de continuidades, apenas relacionados com as interrupções do fornecimento causadas por ocorrências relacionadas à supridora principal.

Tabela 4.14 – Índices coletivos de continuidade supridora AL - VAS CT5

Indicador coletivo	2018	2019	2020	2021	2022
<i>FEC</i> <i>suprimento</i>	10,47	15,03	13,61	19,47	7,84
<i>DEC</i> <i>suprimento</i>	19,85	15,19	40,33	33,39	12,01

Fonte: Adaptado CERTAJA (2023)

Conforme pode ser observado na tabela acima, os índices anuais verificados são bastante elevados e representam aproximadamente 32% dos índices dos indicadores globais do alimentador.

No entanto, através da inserção do recurso de geração distribuída e levando em consideração a possibilidade de ilhamento de microrredes, a melhora nos indicadores de continuidade do fornecimento torna-se evidente. Isso ocorre porque, durante a maior parte do tempo de geração, alguma parte do sistema mantém seu suprimento garantido, mesmo diante de falhas no alimentador principal, seja ele por defeito ou manutenção programada.

Para obtenção dos índices de continuidade DEC e FEC foi adotado, para fins de simulação, o número de interrupções por consumidor, que varia em de uma e duas vezes. Para o tempo de interrupção foram adotados períodos de uma, duas ou quatro horas. Com isso, é possível estimar os índices de continuidade do sistema.

As simulações dos índices são adotadas, tanto nas situações operação com microrredes quanto no cenário base (sem ilhamento), onde a comparação entre os cenários é apresentada na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 – Índices coletivos de continuidade por frequência e horas de duração

Cenários simulados	1 hora/1 falta		2 horas/1 falta		4 horas/2 falta		33 horas/19 faltas	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
Sem Ilhamento	1		2	1	4	2	33	19
Microrrede 1	0,82		1,64	0,82	3,28	1,64	27,04	15,57
Microrrede 2	0,49		0,98	0,49	1,97	0,98	16,23	9,34
Microrrede 3	0,27		0,54	0,27	1,07	0,54	8,86	5,10
Microrrede 4	0		0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo Autor

No caso base, uma interrupção no alimentador principal resulta na interrupção do fornecimento de todos os consumidores, resultando em índices DEC e FEC atingindo o valor máximo.

Por outro lado, quando ilhas são formadas pelas microrredes, observa-se uma diminuição nos valores desses indicadores, dependendo da quantidade de consumidores atendidos em cada ilha.

A simulação dos índices, com um DEC de 33 horas e um FEC de 19 interrupções, foi propositadamente conduzida para possibilitar a comparação das melhorias em relação aos índices históricos de 2021, caso a operação isolada por meio de microrredes fosse implementada.

Observa-se uma diminuição nos valores desses indicadores: à medida em que o número de consumidores atendidos por uma microrrede aumentam, os indicadores diminuem proporcionalmente, culminando em uma melhoria de até 100% na situação de implementação da microrrede 4, onde todos os consumidores continuam energizados através da usina PCH.

#### 4.3 DISCUSSÕES GERAIS, INSTRUÇÕES E ROTINAS OPERATIVAS

A implementação da operação ilhada por meio de microrredes em sistemas de distribuição de energia elétrica requer uma série de medidas críticas. Isso inclui ajustes na configuração da rede de distribuição, a instalação de religadores automáticos para operação remota, a adequação dos sistemas de proteção e compensadores de reativos, bem como a realização de estudos de estabilidade de tensão e frequência. Essas ações visam permitir a operação independente e controlada de partes da rede elétrica, garantindo um fornecimento confiável de energia durante situações de contingência ou necessidade de isolamento.

No geral, essas medidas são essenciais para melhorar a flexibilidade e a resiliência do sistema elétrico, permitindo a operação ilhada em microrredes, o que é particularmente útil em casos de falhas na rede principal ou na integração de fontes de energia renovável, garantindo o fornecimento contínuo de energia aos consumidores e aumentando a eficiência da distribuição.

Além das medidas técnicas mencionadas anteriormente, é igualmente crucial estabelecer um acordo operativo entre a distribuidora de energia elétrica e os geradores envolvidos na operação ilhada através de microrredes. Esse acordo

operativo desempenha um papel fundamental na garantia da segurança e eficácia desse tipo de operação.

O acordo operativo deve definir rotinas operativas e instruções operacionais claras. Isso inclui detalhes sobre como a transição para a operação ilhada ocorrerá, os protocolos de comunicação entre a distribuidora e os geradores, os procedimentos de monitoramento e controle da rede durante a operação ilhada e as ações a serem tomadas em caso de emergência ou eventos imprevistos.

Através desse acordo, as partes envolvidas estabelecem um conjunto de diretrizes que garantem a coordenação eficaz e segura da operação ilhada, assegurando que a energia seja distribuída de forma confiável para os consumidores e que a rede permaneça estável e protegida contra possíveis problemas.

#### **4.3.1 Rotina de programação da geração**

O estabelecimento de uma rotina de programação da geração desempenha um papel central na gestão eficaz e segura do sistema elétricos, permitindo que o centro de operação da distribuidora e da usina geradora mantenham alinhadas as informações de geração e a demanda da carga, de modo a garantir a previsibilidade da utilização dos recursos de geração em situações envolvendo a operação das microrredes.

A rotina proposta para a implementação de microrredes inclui a Programação Mensal e Diária da Operação da Distribuição (PMOD e PDOD), semelhante à rotina adotada para as usinas conectadas no Sistema Interligado Nacional (SIN), que segue o regramento estabelecido nos Procedimentos de Rede (ONS, 2021).

Na Programação Mensal da Operação da Distribuição (PMOD), o agente de geração informa ao agente de operação da rede de distribuição suas programações de operação para o horizonte mensal. Isso inclui previsões de geração de energia na usina, detalhando a quantidade planejada e a programação de manutenção, se aplicável. Essas informações permitem que a distribuidora planeje a operação da rede de distribuição de forma eficiente, considerando a disponibilidade da geração.

A Programação Diária da Operação da Distribuição (PDOD) faz previsões de geração de energia para o horizonte diário, com intervalos de tempo mais curtos (hora

a hora). Essas informações detalhadas permitem um ajuste mais preciso da operação da rede, considerando a continuidade na geração de energia ao longo do dia. Isso é crucial para manter a previsibilidade do uso do recurso de geração e garantir um fornecimento confiável de energia, caso necessite implementar a operação da microrrede.

Em resumo, a PMOD e a PDOD são processos operacionais essenciais que permitem uma coordenação eficiente entre os agentes de geração e distribuição, garantindo a previsibilidade e a confiabilidade da utilização de recursos de geração quando as microrredes são implementadas. Isso contribui para a estabilidade do sistema elétrico e para a satisfação dos consumidores de energia elétrica.

A PMOD apresenta informações relevantes para a operação do sistema elétrico ao longo de um mês. Os itens incluídos na PMOD podem variar de acordo com os requisitos específicos da operação, mas geralmente incluem:

- a) Identificação das Usinas de Geração: Uma lista das usinas de geração que fornecem energia para a rede de distribuição;
- b) Programação de Geração Mensal: A quantidade estimada de energia que cada usina de geração planeja fornecer para a rede durante o mês;
- c) Programação de Manutenção: Se houver informações sobre quais usinas estarão em manutenção durante o mês, junto com as datas previstas para a manutenção e a duração esperada;
- d) Capacidade Disponível: A capacidade de geração disponível em cada usina, levando em consideração qualquer limitação de recursos, como a disponibilidade de água e equipamentos, entre outros;
- e) Informações sobre Interconexões: Se houver interconexões com outras redes elétricas;
- f) Informações Climáticas e Hidrológicas: Dados climáticos e hidrológicos que podem afetar a geração de energia, como previsões meteorológicas, níveis de reservatórios, e vazão de rios em usinas hidrelétricas;
- g) Planos de Emergência: Procedimentos de contingência em caso de eventos não planejados que possam afetar a operação da distribuição;
- h) Relatórios de Desempenho Anterior: Dados de desempenho e cumprimento das programações do mês anterior, ajudando a avaliar o histórico de operação.

- i) Outras Informações Específicas: Qualquer outra informação relevante para a operação da distribuição, como restrições operacionais, demanda projetada, requisitos de qualidade de energia, entre outros.

Já o PDOD é um documento que fornece detalhes mais granulares sobre a operação da rede elétrica em um horizonte de tempo de um dia, muitas vezes com intervalos de uma hora. Os itens que podem estar incluídos na PDOD incluem:

- a) Programação de Geração Diária: Uma programação detalhada da quantidade de energia que cada usina de geração planeja fornecer à rede elétrica ao longo do dia. Essa programação é frequentemente especificada em intervalos de uma hora ou até mesmo mais curtos, dependendo das necessidades de operação;
- b) Estado da Rede de Distribuição: Um resumo do estado atual da rede de distribuição, incluindo a configuração das chaves e interruptores, a posição dos religadores e informações sobre qualquer interrupção planejada ou emergencial;
- c) Previsões Meteorológicas: Dados meteorológicos atualizados, como temperatura, velocidade do vento, radiação solar e previsões de chuva, que podem afetar a geração de energia de fontes renováveis, como energia solar e eólica;
- d) Níveis de Reservatórios: Informações sobre os níveis de água nos reservatórios de usinas hidrelétricas, que são cruciais para determinar a disponibilidade de geração hidrelétrica;
- e) Demanda de Energia: Uma previsão da demanda de energia injetada ao longo do dia, indicando os horários de pico e as variações sazonais;
- f) Restrições de Operação: Quaisquer restrições operacionais que possam afetar a operação da rede elétrica durante o dia, como manutenção programada, limitações de capacidade de transferência ou restrições de segurança;
- g) Procedimentos de Controle: Procedimentos específicos para controle e monitoramento em tempo real da rede elétrica, incluindo a ativação de proteção, ajuste de tensão e outras ações operacionais;

- h) Relatórios de Desempenho Anterior: Dados de desempenho e cumprimento das programações do dia anterior, auxiliando na avaliação das operações passadas;
- i) Planos de Contingência: Planos de ação para lidar com eventos imprevistos que possam ocorrer durante o dia, como falhas na rede ou alterações inesperadas na geração.

O PDOD é um instrumento importante para garantir a operação eficiente e confiável da rede elétrica em tempo real, permitindo a tomada de decisões ágeis, o ajuste da geração e distribuição de energia conforme necessário para atender à demanda e manter a estabilidade do sistema.

#### **4.3.2 Rotina operacional**

Quando uma rede elétrica é alimentada de forma ilhada por uma central geradora através de microrredes, é necessário que se tenha procedimentos estabelecidos para garantir a operação segura e confiável. Sendo assim, no presente trabalho propõe-se os principais passos e considerações que devem ser verificados ao elaborar a rotina operacional entre a unidade de geração e a distribuidora:

- a) Planejamento e Programação de Operação Ilhada:
  - Identificação das zonas que serão ilhadas;
  - Programação da transferência de carga para a microrrede;
  - Estabelecimento de critérios claros para decidir quando iniciar a operação ilhada.
- b) Comunicação e Coordenação:
  - Estabelecimento de comunicação eficaz entre a geradora, a distribuidora e outras partes interessadas;
  - Definição de protocolos de comunicação em tempo real para monitoramento e controle.
- c) Isolamento e Manobra:
  - Identificar os religadores ou dispositivos de manobra para isolar a rede da distribuidora da microrrede;



- Verificar se a microrrede está devidamente isolada e operando em condições controladas.
- d) Gestão da Geração na Microrrede:
  - Monitoramento constante da geração de energia pela geradora nas microrredes.
- e) Controle de Tensão e Frequência:
  - Utilização de controladores de velocidade para manter a estabilidade da tensão e frequência dentro dos limites operacionais.
- f) Proteção e Segurança:
  - Verificação da integridade dos sistemas de proteção da microrrede para identificar e responder a eventos de falha;
  - Estabelecimento de procedimentos de desligamento automático em caso de condições anormais.
- g) Monitoramento e Registro:
  - Monitoramento contínuo das condições operacionais, incluindo tensão, frequência, corrente e estado dos dispositivos;
  - Registros detalhados de todas as operações e eventos ocorridos durante a operação ilhada.
- h) Manutenção Preventiva:
  - Programação de manutenções preventivas para os componentes da microrrede, como geradores e sistemas de controle.
- i) Resposta a Contingências:
  - Desenvolvimento de planos de contingência para lidar com possíveis eventos imprevistos, como falhas de equipamentos ou interrupções na geração.
- j) Comunicação de Retorno à Distribuidora:
  - Estabelecimento de procedimentos para informar à distribuidora quando a operação ilhada for encerrada e a rede puder ser sincronizada novamente.
- k) Avaliação e Análise de Desempenho:
  - Avaliação regular do desempenho da microrrede e ajustes nos procedimentos com base em experiências anteriores.
- l) Treinamento de Pessoal:

- Treinamento adequado para operadores e pessoal envolvidos na operação da microrrede.

m) Conformidade Regulatória:

- Garantia de que a operação ilhada esteja em conformidade com todas as regulamentações.

Esses itens de rotina operacional devem ser verificados para estabelecer com segurança e confiabilidade a operação ilhada por meio de microrredes. O objetivo é garantir uma transição suave e segura entre os modos de operação, com o benefício adicional de reduzir os índices de continuidade coletivos e individuais, melhorando assim a qualidade do serviço de fornecimento da distribuidora CERTAJA e demais distribuidoras que implementarem esta solução.

## 5 CONCLUSÃO

A presente dissertação abordou a possibilidade de operação ilhada de um sistema de distribuição rural através de microrredes, buscando identificar os impactos das mesmas no aprimoramento dos indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica.

Na seleção do circuito base optou-se por utilizar um circuito de distribuição, com o propósito de investigar como seria a resposta desse alimentador de distribuição em um cenário de operação isolada por microrredes. A escolha do alimentador ALVAS CT5 se justificou por dois motivos principais. Primeiramente, o alimentador já estava conectado a uma usina PCH com capacidade de geração semelhante à demanda da carga do alimentador. Além disso, a decisão também foi influenciada pela observação de que o alimentador apresentava uma frequência significativa de interrupções no fornecimento de energia, fato que pode ser constatado por meio da análise dos índices de continuidade deste trabalho.

A avaliação da capacidade da usina PCH tinha como objetivo verificar a compatibilidade da potência de geração para atender a demanda da carga. Através da análise histórica do desempenho da usina constatou-se que, se as condições hidrometeorológicas do ano corrente forem semelhantes às do histórico, a PCH apresenta a capacidade de atendimento parcial ou total da carga por um determinado período (horas) e meses do ano. Pode-se observar que, à medida em que a demanda da carga aumenta, aproximando-se da capacidade máxima de geração da usina, o tempo de operação isolada da usina diminui consideravelmente. Isso ocorre devido à natureza sazonal da geração da PCH, por ser uma usina a fio d'água.

Durante a realização das análises de qualidade de energia por meio de simulações no OpenDSS, observou-se que os níveis de tensão foram impactados quando a PCH assumiu a demanda total. No entanto, é importante salientar que isso apenas seria necessário para atender a carga máxima, sendo que há potência disponível para isso em poucos dias ao longo do ano.

Além disso, notou-se um desequilíbrio no carregamento das fases do alimentador, o qual foi atribuído à presença de grandes ramais monofásicos no sistema. Entretanto, em situações mais extremas, verificou-se que isso não resultou em um desequilíbrio de tensão além dos limites estabelecidos no PRODIST.

As frequentes interrupções por parte da supridora principal podem ser consideravelmente mitigadas com a implementação de microrredes. Isso pode resultar em melhorias significativas nos indicadores de continuidade, reduzindo as taxas de interrupção e elevando a satisfação dos consumidores. Além disso, esse cenário pode ter um efeito positivo, tanto na reputação da distribuidora quanto em sua eficiência operacional, contribuindo para um sistema de distribuição de energia mais confiável e resiliente.

## 5.1 TRABALHOS FUTUROS

- Estudo de curto-circuito e proteção da rede de distribuição na operação com microrredes;
- Estudos dinâmicos (limites de esforço torcional da máquina, manutenção do sincronismo com a rede, estabilidade de frequência e tensão em regimes transitórios);
- Análise detalhada da viabilidade financeira e dos impactos econômicos da operação ilhada por meio de microrredes.

## 5.2 TRABALHOS PUBLICADOS

- SANTOS, E. R.; MARCHESAN, G. Revisão Regulatória e Bibliográfica da Operação Ilhada de Microrredes no Sistema Elétrico de Potência. In: 15th Seminar on Power Electronics and Control – SEPOC, 2023, Santa Maria.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Módulo 1– Glossário de Termos Técnicos do Prodíst. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2021.

ANEEL. Módulo 3– Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2021.

ANEEL. Módulo 4– Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2021.

ANEEL. PRODIST Módulo 8–Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2021.

ANEEL. PRODIST Módulo 10– sistema de informação geográfica regulatório e procedimentos distribuição. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2021.

ANEEL. Resolução normativa nº 1000/2021 - Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2021.

AN,Y. D.LIU,D.CHEN,B .WANG,J. “**Enhancing the distribution grid resilience using cyber-hysical oriented islanding strategy**” IET Gener. Transm. Distrib., 2020, Vol. 14 Iss. 11, pp. 2026-2033.

CHAUDHARY, P.; RIZWAN, M. Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high pv penetration: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 3279–3287, 2018. ISSN 1364-0321.

CHOWDHURY.C, S.P. CHOWDHURY E P.CROSSLEY. “**Microgrids and Active Distribution Networks.**” IET 2009.

CHIDZONGA, R.F. Nleya,B. “**Perspectives “On Impact of High Penetrationof Renewable Sources on LV Networks”**”.IEEE, 2020.

EDMUND O. SCHWEITZER III, GARY W. SCHEER, MARK W. FELTIS, “**Uma nova abordagem da Proteção da distribuição**”, Segundo Simpósio Internacional sobre Automação da Distribuição e Gerenciamento do Lado da Demanda, 2013.

EPE. **Balanco Energético Nacional**: Relatório síntese - ano base 2022. Brasília: [s.n.],2023.

FALCÃO, D. M., “**Smart grids e microredes: o futuro já é presente**”, VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, 2009.

FAR, H.G, RODOLAKIS, A.J. JOOS, E. G. “**Synchronous Distributed Generation Islanding Protection Using Intelligent Relays**”, IEEE Transactions on Smart grid, Vol. 3, nº 4, 2012.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas**. 2 Ed. Rio de Janeiro. Livros Técnicos e Científicos Editora S. A. 1979. 588 p.

GOMEZ, J. C. MORCOS, M.M. “**Distributed Generation: Exploitation of Islanding Operation Advantages**”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008

HART, D. G., “**Using AMI to Realize the Smart grid**”, IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008.

IEEE. Ieee standard definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions - redline. **IEEE Std 1459- 2010 (Revision of IEEE Std 1459-2000) - Redline**, p. 1–52, 2010.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de Energia Elétrica**, 1. Ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2005

KATIRAEI, F., IRAVANI, R., HATZIARGYRIOU, N., DIMEAS, A. “**MICROGRIDS MANAGEMENT: CONTROL AND OPERATIONS ASPECTS OF MICROGRIDS**”, **IEEE power & energy magazine** v. 8, pp. 54-65, Jun. 2008.

KERSTING, W. H. **Electric Power Generation, Transmission, and Distribution**, 3rd Edition, CRC Press, Boca Raton, Florida, 2012.

KRISHNAN, G. GAONKAR, D.N. “**Intentional islanding operations of distributed generation systems with a load shedding algorithm**” PEDES 2012 - IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, IEEE, p. 1–6, 2012.

LASSETER, R. H.; AKHIL, A.; MARNAY, C.; STEPHENS, J.; DAGLE, J.; GUTTROMSON, R.; MELIOPOULOUS, A. S.; YINGER, R.; ETO, J. **The CERTS MicroGrid Concept**. [S.l.], April 2002.

LASSETER, R. H, “**MicroGrids**”, 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002.

LOPES, J. A. P.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. **Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A Review of Drivers, Challenges and Opportunities**. Electric Power Systems Research, v. 77, n. 9, p.1189 – 1203, 2007.

LUO, K.; SHI, W. Comparison of voltage control by inverters for improving the pv penetration in low voltage networks. **IEEE Access**, v. 8, p. 161488–161497, 2020.

MAHMUD, M. et al. Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation. In: **IEEE. IECON 2011-37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. [S.l.], 2011. p. 985–990.

MENDONÇA, L. P. **“Proposta de Sistema de Automação para Ilhamento Intencional de Redes de Distribuição com Geração Distribuída”** Rio Janeiro. 2014.

OLIVARES, D. E., MEHRIZI-SANI, A., ETEMADI, A. H., CAÑIZARES, C. A., IRAVANI, R., KAZERANI, M., HAJIMIRAGHA, A. H., GOMIS-BELLMUNT, O., SAEEDIFARD, M., PALMA-BEHNKE, R., JIMÉNEZ-ESTÉVEZ, G. A. & HATZIARGYRIOU, N. D. **“Trends in microgrid control”**, IEEE Transactions on Smart Grid 5(4): 1905–1919, 2014.

ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 4.3 Programação mensal da operação energética. Disponível em: <  
[https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Submódulo%204.3-RS\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Submódulo%204.3-RS_2020.12.pdf)> Acesso em: 22 jul. 2023.

ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 4.5 Programação mensal da operação energética. Disponível em:<  
[https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Submódulo%204.5-RS\\_2023.08.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Submódulo%204.5-RS_2023.08.pdf)> Acesso em: 23 jul. 2023.

PALMA-BEHNKE., D. ORTIZ, L. REYES, G. JIMENEZ-ESTEVEZ, N. GARRIDO, **“A social SCADA approach for a renewable based microgrid; The Huatacondo project”**, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.

PERALTA, J. **“Planned Islanding and Energy Storage at BC Hydro”** 4th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, p. 1–26, 2010.

PHADKE, A.G. THORP; J.S. **“Communication needs for wide area measurement application”** 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS), 2010.

PILO, G. F. CELLI, S.M, **“Improvement of reliability in active networks with intentional islanding”** n. April, p. 474–479, 2004.

PINTO, N.A. F. **Avaliação do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados a rede de distribuição de baixa tensão.** (*Tese de Doutorado*), p. 108 – Universidade de São Paulo, 2016.

PRODANOV, C. C.; DE FREITAS, E. C. **Metodologia do Trabalho Científico: Métodos e Técnicas da Pesquisa e do Trabalho Acadêmico.** 2. ed. Novo Hamburgo: Editora Feevale, 2013.

SANTOS, T. D, LEMOS, A. B. SPIER A. B., KNORR, E. **“Sistema de aquisição e tratamento de dados de geração distribuída conectada em um sistema de distribuição”**, Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 2003.

SEAL, B.; EALY, B. Common functions for smart inverters 4th edition. **Tech. Report, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, 2016.**

SOUSA, A. L. d. **Estimativa da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição via algoritmos genéticos**. 2019. 88 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Pará, Belém, 2019.

SUP, L.M.A, “**Arquitetura Física e Lógica de uma Smart Microgrid para a Gestão Integrada da Energia: um Modelo para o Parque Tecnológico Itaipu**”, M.Sc, UNIOESTE,2012.

TEIXEIRA, L. d. G. et al. **The effect of local inverter voltage control in technical losses on low voltage of a brazilian distribution feeder with increasing pv penetration**. In: 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America). [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.

TEIXEIRA, L. G. et al. **Análise dos impactos da difusão da geração distribuída fotovoltaica nas redes reais de baixa tensão considerando estratégias de controle do inversor**. Anais da Sociedade Brasileira de Automática, v. 1, n. 1, 2019.

TSIKALAKIS, A. G.; HATZIARGYRIOU, N. D. “**Centralized control for optimizing microgrids operation**”. In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–8.