

REDE DE ENSINO DOCTUM

CAROLAYNE BULHO DE SOUZA

**IMPACTOS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

CATAGUASES, MG

2024

Carolayne Bulho de Souza

**IMPACTOS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica, da rede de ensino Doctum.

Orientador: Prof. Dr. José Eduardo
Henriques da Silva

CATAGUASES, MG

2024

CAROLAYNE BULHO DE SOUZA

IMPACTOS DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da rede de ensino Doctum, como parte das exigências para a obtenção do título de bacharela em Engenharia Elétrica.

Cataguases, 10 de dezembro de 2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. José Eduardo Henriques da Silva
Rede de ensino Doctum

Prof. Esp. Carlos da Mata Campos
Rede de ensino Doctum

Prof. Esp. Natália da Mata Campos
Rede de ensino Doctum

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me sustentado e me trazido até aqui, por ter me levantado em meio ao desânimo e não ter me deixado desistir, por ter me dado saúde e sabedoria para viver esses cinco anos de curso e ter me guiado todos os dias da minha vida.

Agradeço aos meus pais, Camila e Sebastião, por todo apoio e incentivo durante todos esses anos. Por me acolherem em dias difíceis e ficarem do meu lado em meio as dificuldades que surgiram, não só nesse período, mas na vida toda.

Também aos meus irmãos, Stephany e Isaac, que estiveram comigo. Agradeço também ao meu namorado, Marcos José, por todo carinho, apoio e compreensão nesse período.

Agradeço aos meus professores, por todo conhecimento compartilhado e paciência no dia a dia e nas aulas.

Agradeço em especial ao meu orientador e professor Dr. José Eduardo, por todo apoio nesse último ano. Por aguentar todas as mensagens aos finais de semana e durante as madrugadas, por todas as aulas que terminavam depois do expediente com dúvidas, por não desistir de mim nem quando eu achei que não conseguiria chegar aqui, por compartilhar tanto conhecimento comigo e me incentivar a ser uma aluna melhor a cada dia. Grande parte disso, é graças a ele.

Agradeço a instituição, por toda dedicação com os alunos.

RESUMO

Devido aos impactos ambientais causados pelas mais convencionais fontes de energia, o interesse por fontes de energia limpas e renováveis tem aumentado mais a cada dia. Surge então as chamadas gerações distribuídas e se populariza a energia fotovoltaica. O resultado dessa popularização são diversos sistemas de energia fotovoltaica *on grid* sendo conectados às redes de distribuição de energia, o que resulta em impactos positivos e negativos para a rede de distribuição, uma vez que não foram projetadas para receber tais fontes intermitentes. Dentre esses impactos estão as sub e sobretensões na rede, o fluxo reverso de potências e o aumento na perda de energia dos alimentadores. Portanto, esta monografia visa analisar tais impactos causados às redes de distribuição de energia e levantar possíveis soluções para amenizar os mesmos. Essa análise é realizada através de um estudo de caso com dados reais extraídos do *Interplan*, e através de uma modelagem matemática do método de Newton-Raphson para resolução de problemas de fluxo de potência.

Palavras-chave: rede de distribuição de energia; energia fotovoltaica; impactos da geração distribuída; fluxo de potência; método iterativo de Newton-Raphson.

ABSTRACT

Due to the environmental impacts caused by more conventional energy sources, interest in clean and renewable energy sources is increasing every day. Then the so-called distributed generations emerged and photovoltaic energy became popular. The result of this popularization is several on-grid photovoltaic energy systems being connected to energy distribution networks, which results in positive and negative impacts on the distribution networks, since they were not designed to receive such intermittent sources. Among these impacts are under and over voltages in the network, the reverse flow of power and the increase in energy loss from feeders. Therefore, this monograph aims to analyze such impacts caused to energy distribution networks and identify possible solutions to alleviate them. This analysis is carried out through a case study with real data extracted from Interplan, and through mathematical modeling of the Newton-Raphson method for solving power flow problems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Gráfico de distribuição energética no Brasil.....	14
Figura 2 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.....	15
Figura 3 - Funcionamento do sistema de rede de distribuição de energia elétrica.....	18
Figura 4 - Transformador monofásico.....	19
Figura 5 - Transformador trifásico.....	19
Figura 6 - Transformador pedestal.....	20
Figura 7 - Regulador de Tensão Monofásico.....	21
Figura 8 - Banco capacitor de 6 células capacitivas.....	21
Figura 9 - Religador monofásico instalado em chave fusível.....	22
Figura 10 - Religador trifásico.....	22
Figura 11 - Geração Fotovoltaica.....	24
Figura 12 - Instalação de placas solares.....	25
Figura 13 - Inversor de corrente trifásico.....	25
Figura 14 - Forma da onda da saída do inversor.....	26
Figura 15 – Bloco representante do inversor solar.....	26
Figura 16 - Inversor Solar Solis 6kW - S6-GR1P6K.....	26
Figura 17 - Exemplo de um SEP.....	36
Figura 18 - Alimentador CBA-CJI.....	39
Figura 19 - Trecho analisado.....	40
Figura 20 - Circuito 1: um gerador e uma carga.....	46
Figura 21 - Circuito 2: dois geradores e uma carga.....	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação das barras.....	28
Tabela 2 - Tensão, corrente e fator de potência.....	40
Tabela 3 - Potências ativa, reativa e aparente.....	41
Tabela 4 - Perdas do alimentador.	41
Tabela 5 - Características de geração da UFV.	42
Tabela 6 – Tensão, corrente e fator de potência após a inserção da UFV.....	43
Tabela 7 - Potências ativa, reativa e aparente após a inserção da UFV.....	43
Tabela 8 - Perdas do alimentador após a inserção da UFV.	43
Tabela 9 - Características da rede Piloto.	46
Tabela 10 - Características atualizadas da rede Piloto.	49
Tabela 11 – Definição das barras no modelo 1.	50
Tabela 12 – Impedância e elemento <i>shunt</i> nos ramos do modelo 2.	50
Tabela 13 - Resultados do fluxo de carga no modelo 1.....	50
Tabela 14 – Definição das barras no modelo 2.	51
Tabela 15 - Impedâncias e elementos <i>shunt</i> nos ramos do modelo 2.....	51
Tabela 16 - Resultados do fluxo de carga no modelo 2.....	51
Tabela 17 – Tensão por fase na saída da SE.....	60
Tabela 18 – Corrente por fase na saída da SE.	60
Tabela 19 – Potências ativas e reativas por fase na saída da SE.	60
Tabela 20 – Potência aparente e fator de potência por fase na saída da SE.	60
Tabela 21 – Tensão por fase no trecho analisado.....	61
Tabela 22 – Correntes por fase no trecho analisado.....	61
Tabela 23 – Potências ativas e reativas por fase no trecho analisado.....	61
Tabela 24 – Potência aparente e fator de potência por fase no trecho analisado.	61
Tabela 25 – Tensão por fase na saída da SE após a inserção da UFV.	62
Tabela 26 – Corrente por fase na saída da SE após a inserção da UFV.....	62
Tabela 27 – Potências ativas e reativas por fase na saída da SE após a inserção da UFV.	62
Tabela 28 – Potência aparente e fator de potência por fase na saída da SE após a inserção da UFV.....	62
Tabela 29 – Tensão por fase no trecho analisado após a inserção da UFV.....	63
Tabela 30 – Correntes por fase no trecho analisado após a inserção da UFV.....	63

Tabela 31 – Potências ativas e reativas por fase no trecho analisado após a inserção da UFV.	63
Tabela 32 – Potência aparente e fator de potência por fase no trecho analisado após a inserção da UFV.	63
Tabela 33 – Características do cabo CAA4 Swan.	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco Capacitor
CA	Corrente alternada
CAA4	Cabo de alumínio com alma de bitola 4 mm ² .
CC	Corrente contínua
GD	Geração Distribuída
MT	Média tensão
p.u.	Por Unidade
RT	Regulador de tensão
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
UFV	Usina Fotovoltaica

LISTA DE GRANDEZAS ELÉTRICAS E SÍMBOLOS

y	Admitância
G	Condutância
I	Corrente
Δ	Delta
∂	Derivada parcial
Sh	Elementos <i>shunt</i>
fp	Fator de potência
Z	Impedância
ϵ	Nível de tolerância especificado
S	Potência aparente
P	Potência ativa
PC	Potência ativa da carga
PG	Potência ativa de geração
Q	Potência reativa
X_L	Reatância indutiva
R	Resistência
B	Susceptância
E	Vetor de tensão nas barras

LISTA DE UNIDADES DE MEDIDA

A	Ampere
°	Grau
Hz	Hertz
M	Mega
m	Metro
mm	Milímetro
Ω	Ohm
k	Quilo
km	Quilômetro
rad	Radiano
Θ	Theta
V	Volt
VA	Volt-Ampere
VAr	Volt-Ampere reativo
W	Watt

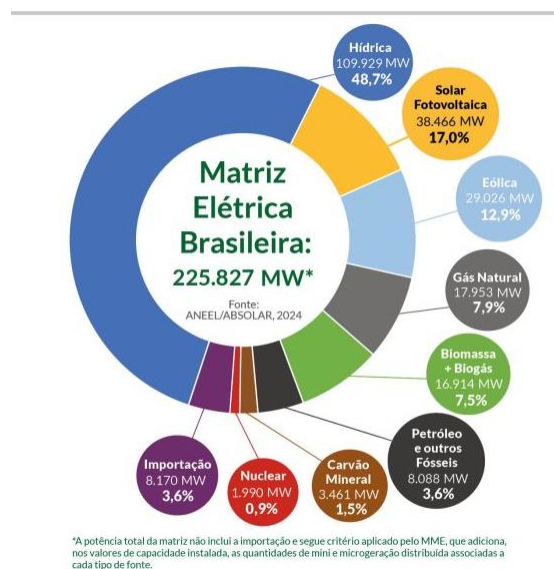
Sumário

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. OBJETIVO GERAL	17
1.2. Objetivos Específicos	17
2. REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1. Sistema Elétrico de Potência	18
2.2. Proteção de Sistema Elétrico de Potência	20
2.2.1. Regulador de Tensão e Banco Capacitor	20
2.2.2. Religadores	22
2.3. Geração Distribuída	23
2.4. Energia Fotovoltaica	23
2.4.1. Placas Solares	24
2.4.2. Inversores	25
2.5. Modelagem do Fluxo de Potência de um SEP	27
2.5.1.1. Modelagem dos elementos do SEP	29
2.5.1.2. Modelagem do fluxo de carga	30
2.5.1.3. Formulação matricial	31
2.5.2. Método iterativo de Newton–Raphson	34
2.5.2.1. Fluxo de carga pelo Método de Newton-Raphson	36
3. ESTUDO DE CASO	39
3.1. Análise do alimentador CBA-CJI no <i>Interpan</i>	39
3.2. Cenários para a modelagem matemática	41
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	42
4.1. Análise do alimentador CBA-CJI no <i>Interpan</i> após a inserção da UFV	42
4.2. Modelagem dos fluxos de potências	45
4.2.1. Modelagem do SEP Piloto	46
4.2.2. Circuito com um gerador e uma carga	50
4.2.3. Circuito com dois geradores e uma carga	51
5. CONCLUSÃO	53
REFERÊNCIAS	55
ANEXO A – Características do alimentador CBA-CJI separadas por fase	60
ANEXO B – Características do alimentador CBA-CJI por fase após a inserção da UFV	62
ANEXO C – Tabela Swan para cabos CAA4	64

1. INTRODUÇÃO

Atualmente a energia elétrica é fundamental para a sociedade e possui diferentes formas de ser obtida. As fontes mais comuns são através de fósseis (carvão mineral, petróleo e gás natural), hidrelétricas e a energia nuclear (NETO; CARVALHO, 2012). No Brasil, a principal forma de se obter energia elétrica é por meio das usinas hidrelétricas, já que existe muito recurso hídrico no país. Porém ainda se utiliza muito da termelétrica para obtenção de energia (ANEEL, 2024). A Figura 1 apresenta a distribuição das fontes de energia utilizadas no Brasil em 2023/2024.

Figura 1 - Gráfico de distribuição energética no Brasil.



Fonte: ABSOLAR - (2024).

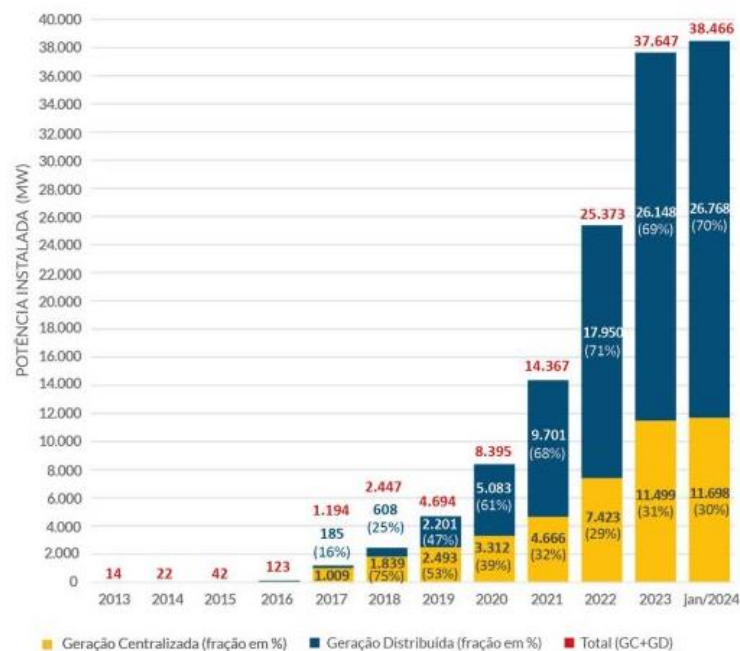
Tendo em vista os diversos resíduos e os impactos ambientais provenientes desses tipos de energia, tais como a poluição gerada na queima de combustíveis fósseis e o desmatamento para criação de hidrelétricas, aumenta-se o interesse pelo uso de energias renováveis (LUCCHESI *et al.* 2018). Energias que possam garantir menor dano ambiental e que sejam financeiramente viáveis. As energias que se destacaram nesse cenário foram a eólica e a fotovoltaica (LUCCHESI *et al.*, 2018).

Com o crescimento e o interesse pelas energias renováveis, surge então a Geração Distribuída (GD), que consiste na energia conectada diretamente à rede ou ao seu consumidor (DIAS, 2005).

O uso de GD, através de sistemas fotovoltaicos, tem se popularizado por sua fácil e rápida instalação, comumente sendo instaladas nos telhados ou em pontos bem próximos de

seus consumidores (MATOS; CATALÃO, 2014). Além disso, o incentivo governamental foi fundamental para o crescimento e popularização dos sistemas de geração distribuída, pois tornou possível que além da produção para o consumo próprio (denominados Autoprodutores de Energia Elétrica - APE), também é possível produzir energia para comercialização (denominados Produtores Independentes de Energia – PIE) (LUIZ, 2012). A Figura 2 apresenta o crescimento e popularização da GD ao longo dos anos, onde é possível perceber o aumento significativo das instalações fotovoltaicas, demonstrando a importância de destacar e analisar os impactos que a inserção da GD tem na rede de distribuição de energia.

Figura 2 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ABSOLAR - (2024).

Sua vantagem em relação as gerações convencionais é que, nos casos de autoconsumo, nem sempre é necessária uma grande rede de transmissão ou distribuição para seu funcionamento, onde somente o excedente será injetado na rede de distribuição. Também em relação ao custo benefício, uma vez que o próprio beneficiário produz a energia que irá utilizar, não comprando – a de uma grande central de energia (distribuidoras) (VIDAL, 2017).

O sistema de GD, por sistemas fotovoltaicos, apresenta diversas vantagens em relação as fontes convencionais em termos técnicos e ambientais, como o fato de ser uma energia limpa e quase 100% inesgotável, menor quantidade de perdas no sistema elétrico e possibilidade de energia em lugares remotos (PEREIRA, 2019). Por outro lado, é importante ressaltar que os sistemas de geração distribuída necessitam de um grande investimento inicial, uma vez que é

necessária aquisição de placas solares e inversores que ainda possuem alto custo de mercado. Um inversor custa em média R\$ 5.000,00, podendo chegar a R\$ 35.000,00 dependendo da sua potência nominal. Já um módulo fotovoltaico pode variar de R\$ 500,00 a R\$ 1.000,00 (PORTAL SOLAR, 2024). Torna-se importante que os órgãos legisladores e planejadores do Setor Elétrico Brasileiro tenham um olhar mais cuidadoso com os sistemas de geração distribuída, determinando os procedimentos técnicos corretos para a interligação dos sistemas de GD com as redes de distribuição, analisando a segurança, confiabilidade do sistema e qualidade de energia injetada na rede (BENEDITO, 2009).

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) publicou a Lei nº14.300/2022 que regulamenta o marco legal da Micro e Minigeração Distribuída (ANEEL, 2023). Um dos pontos tratados pela lei são as tarifas entre concessionária e mini/micro gerador pela injeção de energia na rede, uma vez que o excedente do sistema de geração distribuída é injetado na rede da concessionária. Também abrange o chamado Direito Adquirido, para aqueles que já possuíam seus sistemas de GD em funcionamento ou já haviam protocolado a solicitação de acesso na distribuidora dentro os doze meses subsequentes a publicação da lei. Desta forma, as novas regras de tarifas só se aplicariam para os consumidores com direito adquirido em 1º de janeiro de 2046. As definições das taxas ainda não são exatas e o setor elétrico brasileiro ainda analisa a forma mais justa de estabelecer tais tarifas (ANEEL, 2022).

Apesar dos diversos benefícios apontados, estudos indicam que a inserção da geração distribuída pode causar mudanças significativas e impactos não favoráveis à rede de distribuição. Tais impactos incluem as alterações nos níveis de tensão, mudanças no fluxo original da rede, perdas de energia, mudanças nos níveis de curto-circuito e problemas com a potência reativa (COUTINHO, 2020). Também é importante ressaltar que as redes de distribuição foram projetadas e construídas há muitas décadas e nem sempre estão preparadas para receber todas as alterações que os sistemas de geração distribuída oferecem (ALMEIDA, 2015). Torna-se então necessária uma rede mais eficiente e confiável, para que os efeitos negativos sejam contornados e/ou controlados (ALMEIDA, 2015).

De acordo com Alfonso (2021), a geração distribuída impacta diretamente à rede de distribuição, tornando o sistema mais complexo e difícil de entender sem que haja a compreensão das mudanças e efeitos causados à rede.

Desta forma, esta monografia apresenta e analisa as mudanças que a GD pode causar na rede de distribuição de energia trazendo possíveis soluções para tais impactos.

1.1. OBJETIVO GERAL

O objetivo geral desta monografia é analisar os impactos que a geração distribuída tem na rede de distribuição com ênfase nas alterações dos níveis de tensão, mudanças no fluxo original da rede e perdas de energia.

1.2. Objetivos Específicos

- Identificar os impactos negativos e positivos que a GD tem sobre a rede de distribuição de energia;
- Levantar dados de uma rede antes e depois da instalação de uma fonte de geração intermitente;
- Apresentar uma revisão bibliográfica sobre os impactos já levantados e as possíveis soluções;
- Analisar qualitativamente e quantitativamente os efeitos de fontes intermitentes na rede de distribuição de energia elétrica através de uma análise com dados reais extraídos do *Interplan* e de uma modelagem matemática do fluxo de potência.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

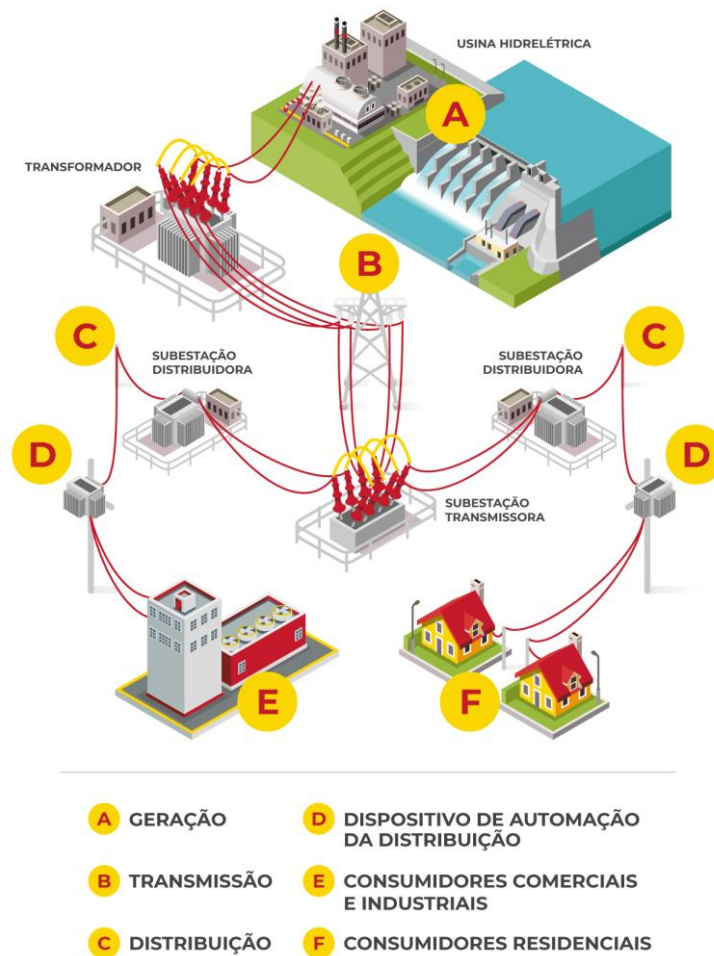
Neste capítulo é apresentado o SEP, juntamente com os principais equipamentos utilizados em uma rede de distribuição de energia. Também é apresentada a GD, a energia fotovoltaica e os principais equipamentos utilizados para seu funcionamento.

Também é apresentado o modelo matemático do fluxo de potência e o método iterativo de Newton-Raphson para resolução de problemas de fluxo de carga.

2.1. Sistema Elétrico de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica desde a central geradora até os consumidores finais. Um SEP é planejado, construído e operado para que a energia chegue aos consumidores finais de forma mais econômica e segura possível, mantendo a qualidade da energia elétrica (OLESKOVICZ et al., 2006). A Figura 3 apresenta o funcionamento de um SEP.

Figura 3 - Funcionamento do sistema de rede de distribuição de energia elétrica.



Os sistemas de rede de distribuição de energia podem ser definidos como a parte do SEP que vai desde a subestação (SE) abaixadora até os consumidores de energia, tendo sua parte primária que consiste nas subestações e alimentadores primários e sua parte secundária que consiste nos transformadores de distribuição e alimentadores secundários (SILVA, 1990). Na Figura 3 é apresentado o funcionamento da rede de distribuição de energia do item C ao item F dentro do SEP. Na imagem, é possível visualizar que existem dois caminhos, embora ambos sejam de distribuição de energia. Os dois caminhos resultam em consumidores finais, sendo os consumidores comerciais e industriais representados pela letra E e os consumidores residenciais representados pela letra F.

De acordo com Simone (2010), um equipamento essencial para o funcionamento da rede de distribuição de energia é o transformador de potência, ele é responsável pelas mudanças no nível de tensão e de corrente em um sistema elétrico, sem alterar a frequência da onda fundamental. Nas redes de distribuição de energia os transformadores são responsáveis por transformar a energia de média tensão em energia de baixa tensão. As Figuras 4, 5 e 6 apresentam transformadores monofásico, trifásico e pedestal respectivamente.

Figura 4 - Transformador monofásico.



Fonte: ITB - (2024).

Figura 5 - Transformador trifásico.



Fonte: ITB - (2024).

Figura 6 - Transformador pedestal.



Fonte: ITB - (2024).

2.2. Proteção de Sistema Elétrico de Potência

Nos SEP é bastante comum que ocorram falhas, sendo as mais comuns curtos-circuitos, sobrecargas e quedas do nível de tensão (MAMEDE; FILHO, 2020). A principal função de um sistema de proteção do SEP é desconectar a parte que apresenta anormalidades que o façam trabalhar fora dos padrões previamente estabelecidos, garantindo que não haja danos em todo o SEP, também é responsável por transmitir as informações necessárias aos responsáveis pela rede, de modo a facilitar a identificação para que o eventual defeito seja corrigido (MAMEDE; FILHO, 2020).

2.2.1. Regulador de Tensão e Banco Capacitor

Nas redes de distribuição de energia enfrentam-se problemas como a queda de tensão tanto em alimentadores extensos como em concentração de cargas nas extremidades, sendo os sistemas de rede de distribuição rurais (radiais) os principais afetados, para resolver tal problema são utilizados reguladores de tensão (RT) e os bancos capacitores (BC) (PEREIRA, 2009). Através de uma análise da rede de distribuição para cada período do dia, são dimensionados os RT e os BC para resolver problemas de queda de tensão e minimizar perdas de energia, obtendo maior ganho de tensão e mantendo a energia dentro dos parâmetros determinados pelo órgão regulador de energia elétrica que rege a concessionária. No Brasil, tal órgão é a ANEEL (KAGAN; OLIVEIRA; MÉFFE, 2004). A Figura 7 apresenta um RT monofásico, nas redes trifásicas são instalados 3 RT (um por fase).

Figura 7 - Regulador de Tensão Monofásico.



Fonte: ITB - (2024).

Conforme mencionado anteriormente, os BC trabalham minimizando perdas de energia, resolvendo problemas de queda de tensão e otimizando a qualidade da energia distribuída. A Figura 8 apresenta um BC automático, que é capaz de agir automaticamente estabilizando os padrões do fator de potência quando necessário, pois consegue identificar anormalidades e falhas trabalhando na prevenção das mesmas (PERERA-LLUNA *et al.*, 2014).

Figura 8 - Banco capacitor de 6 células capacitivas.



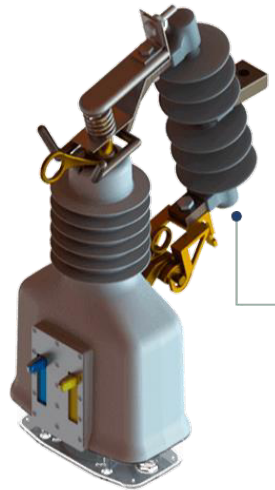
Fonte: DAX ENERGY - (2024).

Conforme descrito pela Dax Energy (2024), bancos capacitores são capazes de corrigir o fator de potência e melhorar o perfil da tensão da rede, trabalham com potências diversas e são aplicados em sistemas de geração, distribuição e indústrias.

2.2.2. Religadores

Nas redes de distribuição de energia, também são utilizados religadores automáticos e manuais que oferecem proteção nas saídas de alimentadores e nas linhas de distribuição de energia ao longo do alimentador. Os religadores podem atuar na proteção, na medição e no controle das redes de distribuição de energia (MASSMANN; SILVA JÚNIOR, 2021). Os religadores são equipamentos responsáveis pela proteção do SEP, atuando na interrupção de faltas transitórias (FERREIRA, 2021). As Figuras 9 e 10 apresentam religadores monofásico e trifásico respectivamente.

Figura 9 - Religador monofásico instalado em chave fusível.



Fonte: HART BR - (2024)

Figura 10 - Religador trifásico.



Fonte: GEAR ELETRIC - (2024).

Conforme Mamede e Filho (2020), os religadores permitem eliminar os defeitos transitórios e reduzir alguns índices de qualidade de energia elétrica, uma vez que com a utilização deles torna-se dispensável, em muitos casos, a ida de uma equipe de manutenção para percorrer um longo alimentador à procura de um defeito que pode não existir mais, otimizando o tempo de reestabelecimento do sistema e diminuindo os custos com o serviço de manutenção.

2.3. Geração Distribuída

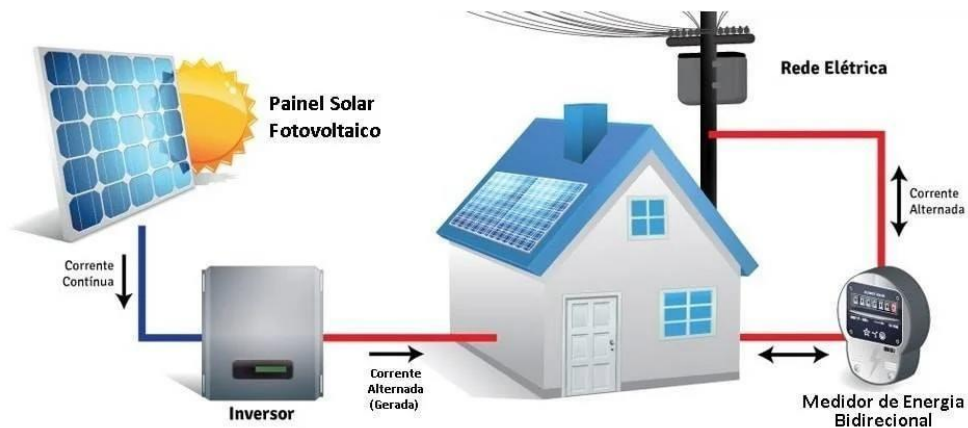
O país tem passado por diversas mudanças no setor elétrico. A caracterização da GD se dá pela mudança de um sistema centralizado com grandes blocos de energia distante dos centros de consumo para um sistema descentralizado e próximo aos centros de carga. Com isso, existe então a possibilidade de o consumidor gerar sua própria energia, de forma que atenda às suas necessidades, e de exportar a energia excedente para a rede de distribuição de energia elétrica disponibilizada pela concessionária de energia local, com taxas e tarifas que ainda vêm sendo definidas pela ANEEL (MOREIRA, 2021).

O conceito de GD pode incluir diversas formas de geração de energia, sendo de maneira limpa e renovável ou não. Dentre elas as mais comuns são a energia fotovoltaica, mini hidrelétricas, centrais de biomassa, energia eólica, pilhas e células de combustível, entre outras (SANTOS; SANTOS, 2008).

2.4. Energia Fotovoltaica

A energia solar é uma das fontes de energia renováveis e inesgotáveis, proveniente das radiações eletromagnéticas emitidas pelo sol em forma de calor e luz e por isso vem sendo cada vez mais explorada (MOREIRA, 2021). Pode ser convertida em energia elétrica através de uma série de equipamentos, como painéis solares e inversores. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) são de fonte única, neste caso o sol, e são os mais utilizados no mercado (MOREIRA, 2021). A Figura 11 apresenta o funcionamento do SFCR.

Figura 11 - Geração Fotovoltaica.



Fonte: MITRATECH - (2024).

Os sistemas de GD podem ser divididos em dois tipos: *on grid* e *off grid* (ALMEIDA, 2018).

Os sistemas *off grid* são comumente utilizados em lugares de difícil acesso, onde não é disponibilizada a energia elétrica convencional (ALMEIDA, 2018). Seu funcionamento consiste no armazenamento da energia para que haja energia elétrica mesmo em períodos sem sol em caso de dispositivos que necessitem da energia elétrica em um período maior. Também são utilizados sistemas *off grid* sem armazenamento, e por só terem funcionalidade em período de sol são frequentemente utilizados em bombeamento de água, por exemplo (ALMEIDA, 2018).

Os sistemas *on grid* utilizam da energia disponível na rede de distribuição da concessionária, não necessitando de armazenamento de energia, uma vez que em períodos sem sol a energia é suprida pela rede convencional. São frequentemente instalados em residências para diminuir, ou instigues, o uso da energia da concessionária (ALMEIDA, 2018).

2.4.1. Placas Solares

Para o funcionamento do sistema de energia fotovoltaica são utilizadas placas solares, que são compostas por células fotovoltaicas conectadas que utilizam a energia do sol para gerar a energia elétrica (PORTAL SOLAR, 2024). A Figura 12 apresenta placas solares sendo instaladas no telhado de uma residência.

Figura 12 - Instalação de placas solares.

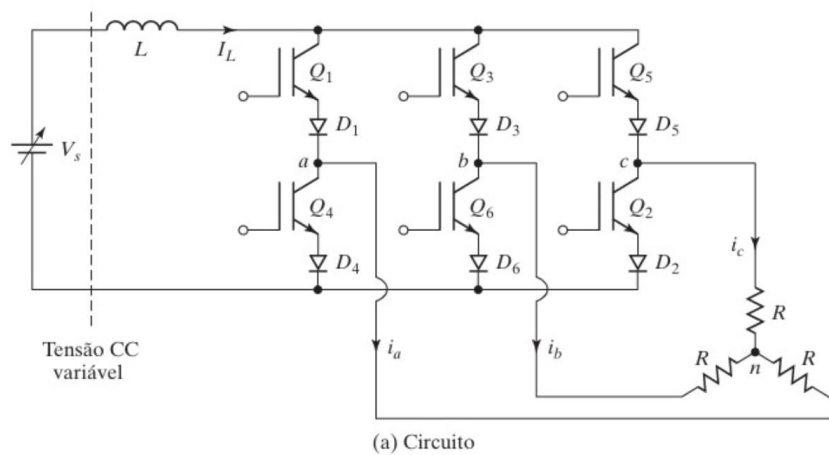


Fonte: PORTAL SOLAR - (2024).

2.4.2. Inversores

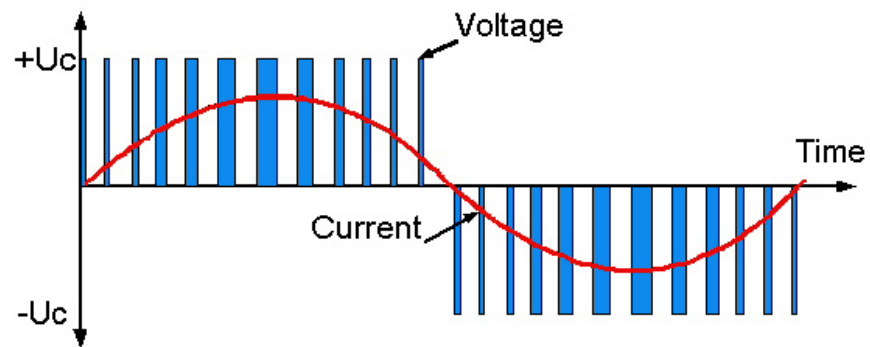
Os conversores de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) são conhecidos como inversores. Eles têm a função de transformar uma tensão de entrada CC em uma tensão de saída CA simétrica (RASHID, 2014). A Figura 13 apresenta um exemplo de circuito de um inversor trifásico e a Figura 14 apresenta a forma de onda da saída do inversor.

Figura 13 - Inversor de corrente trifásico.



Fonte: RASHID - (2014).

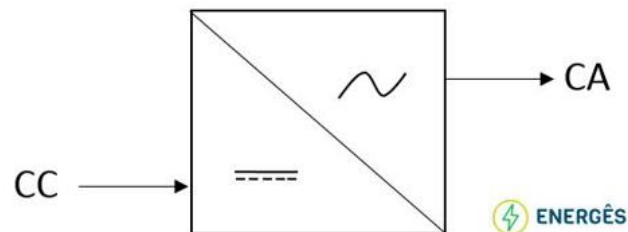
Figura 14 - Forma da onda da saída do inversor.



Fonte: QUANTUM CONTROLS (2024)

O inversor solar é parte fundamental do sistema fotovoltaico de energia elétrica, pois é o responsável pela conversão da corrente contínua, que é gerada nos painéis solares, em corrente alternada, que é a utilizada nas residências, comércios e indústrias. Além disso, os inversores agem na segurança do sistema fotovoltaico e no controle da geração realizada pelos painéis solares (PORTAL SOLAR, 2024). Na Figura 15 é apresentado um bloco que representa o inversor solar e na Figura 16 é apresentado um inversor solar *on grid*.

Figura 15 – Bloco representante do inversor solar.



Fonte: ENERGÊS - (2020).

Figura 16 - Inversor Solar Solis 6kW - S6-GR1P6K.



Fonte: ENERGIA TOTAL - (2024).

2.5. Modelagem do Fluxo de Potência de um SEP

Para ajudar na compreensão o tema, também é apresentada uma modelagem matemática de um fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson para apresentar as mudanças que uma GD pode trazer para o fluxo de potência original da rede.

De acordo Marcelo (2015), os problemas de fluxo de carga são formulados por sistemas de equações e inequações não lineares. O modelo é semelhante a Lei de Kirchoff sobre as correntes, e consiste no somatório das correntes que fluem em cada barra. As barras podem ser definidas da seguinte forma:

PQ – Barras de carga: Normalmente são subestações de energia elétrica ao qual estão conectadas cargas do sistema elétrico, que são previamente conhecidas. Podem ser divididas em: carga leve, carga média ou carga pesada;

PV – Barras de tensão controlada: 1. Possui geração capaz de controlar a tensão terminal. 2. Controle automático da tensão por meio de bancos capacitores/reatores com injeção líquida de potência reativa. 3. Tensão controlada por transformadores, reguladores de tensão ou controle por tap.

V θ – Barra de referência: Barra de grande geração, fornece a referência angular necessária para a formulação matemática do problema de fluxo de carga. É utilizada para fechar o balanço de potências ativas e reativas do sistema, contemplando as perdas na transmissão que não são conhecidas.

Sobre as barras é importante ressaltar que:

- Apenas uma barra pode ser a barra V θ .
- Se uma barra não é a de referência e tem tensão controlada, ela é do tipo PV.
- As barras que não possuem tensão controlada e não são de referência, são do tipo PQ.
- As cargas são, normalmente, modeladas como tipo de potência constante (ZIP).

O modelo estabelece 4 variáveis para cada tipo de barra, onde elas podem entrar no problema como dados de entrada fornecidos pelo problema ou incógnitas a serem resolvidas a depender do tipo de barra. As possíveis variáveis são:

- V_k : magnitude da tensão na barra k;
- θ_k : ângulo da tensão na barra k;
- P_k : injeção líquida de potência ativa na barra k;
- Q_k : injeção líquida de potência reativa na barra k.

A Tabela 4 apresenta os tipos de barra e seus respectivos dados e incógnitas, definidos a partir dos tipos de barra.

Tabela 1 - Classificação das barras.

TIPO DE BARRA	NOTAÇÃO	DADOS	INCÓGNITAS
BARRA DE CARGA	PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k
BARRA DE TENSÃO CONTROLADA	PV	P_k e V_k	θ_k e Q_k
BARRA DE REFERÊNCIA	V θ	V_k e θ_k	P_k e Q_k

Elaborado pelo autor (2024).

Para cada barra, no modelo são definidas duas equações. Cada equação representa a injeção de potência ativa e reativa nas barras. A injeção líquida de potência em uma barra é referente ao que é gerado na barra, quando existe geração, menos o que é consumido na barra, quando existe carga. É possível representar a potência líquida pela seguinte equação:

$$P_{esp} = P_{ger} - P_{cons} \quad (1)$$

Onde:

P_{esp} – Potência líquida;

P_{ger} – Potência gerada na barra;

P_{cons} – Potência consumida na barra.

As potências líquidas são iguais à soma dos fluxos que deixam a barra por meio das linhas de transmissão, transformadores, entre outros. As equações de injeção de potência ativa e reativa são provenientes da aplicação da Lei de Kirchoff das Correntes nas barras e podem ser definidas da seguinte forma:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (3)$$

Onde:

$k = 1, 2, \dots, NB$, onde NB é o número de barras da rede;

V_k, V_m – são as magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;

θ_k, θ_m – ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;

P_{km} – Fluxo de potência ativa no ramo $k - m$;

Q_{km} – Fluxo de potência reativa no ramo $k - m$.

Sobre o equacionamento, é importante ressaltar alguns pontos:

- Apenas o estado de regime permanente é considerado, e por isso, são utilizadas equações algébricas na modelagem de um fluxo de potência. Tais equações são suficientes para um modelamento estático;
- Boa parte da carga no SEP é de potência constante (ZIP), mesmo para pequenas flutuações de tensão na rede, o que ocasiona características não lineares nas equações algébricas de fluxo de carga. Como, em muitos casos, não é possível estimar uma impedância equivalente para uma barra de carga, admite-se uma potência líquida constante;
- Os fluxos de P e Q em uma rede não estão necessariamente no mesmo sentido. Os sentidos destes são definidos através da observação dos módulos e fases das tensões nas barras.

2.5.1.1. Modelagem dos elementos do SEP

Para a formulação do problema, considera-se que os geradores e as cargas são elementos de potência contante. Onde os geradores possuem potência ativa constante e tensão controlada, já as cargas possuem suas potências ativa e reativa constantes e pré-definidas (ANDRADE, 2015).

Também é necessário definir a impedância da linha de transmissão para a resolução do problema. Através da impedância (Z) que é o resultado do somatório da resistência (r) e da reatância (jx) da rede, é possível encontrar também a admitância (y) que será posteriormente utilizada na matriz de admitâncias. Através da equação a seguir é possível encontrar a admitância da rede:

$$y_{km} = \frac{1}{Z_{km}} \rightarrow G_{km} + jB_{km} \quad (4)$$

Onde:

G_{km} – condutância no ramo $k - m$;

B_{km} – susceptância no ramo $k - m$.

Com isso, é possível representar a condutância e a susceptância das seguintes formas:

$$G_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (5)$$

$$B_{km} = - \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (6)$$

2.5.1.2. Modelagem do fluxo de carga

Para seguir com a resolução do problema de fluxo de carga, é necessário encontrar as equações que representam o fluxo das potências ativas e reativas que circulam pela linha de transmissão (ANDRADE, 2015). Considerando linhas de transmissão simples, sem a presença de transformadores, tais expressões podem ser encontradas da seguinte forma:

$$I_{km} = y_{km}(V_k - V_m) + jB_{km}^{sh} V_k \quad (7)$$

$$S_{km} = P_{km} - jQ_{km} \quad (8)$$

$$S_{km} = V_k I_{km} \quad (9)$$

Onde:

S_{km} – fluxo de potência líquida no ramo k – m;

I_{km} – corrente no ramo k – m;

B_{km}^{sh} – elemento *shunt* no ramo k – m.

Substituindo (7) em (9) e fazendo algumas manipulações algébricas, tem-se:

$$S_{km} = y_{km} V_k e^{-j\theta_k} (V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + j B_{km}^{sh} V_k^2 \quad (10)$$

Utilizando a equação de Euler ($e^{j\theta} = \cos \theta + j \operatorname{sen} \theta$) e separando as partes real e imaginária, obtém-se as expressões dos fluxos de P_{km} e Q_{km} :

$$P_{km} = V_k^2 G_{km} - V_k V_m G_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m B_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} \quad (11)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (B_{km} + B_{km}^{sh}) + V_k V_m B_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m G_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} \quad (12)$$

2.5.1.3. Formulação matricial

A formulação matricial objetiva facilitar as manipulações algébricas, já que no cotidiano o modelo também é utilizado para resolução de grandes sistemas. Através da formulação matricial, é possível aplicar as manipulações algébricas de forma eficaz (ANDRADE, 2015).

A expressão que representa a injeção líquida de corrente na barra k, encontrada através da Lei de Kirchoff das Correntes, é:

$$I_k + I_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} I_{km} \rightarrow k = 1, 2, \dots, NB \quad (13)$$

Onde:

Ω_k – conjunto de barras vizinhas da barra k.

A partir do valor de I_{km} encontrado em (7), a expressão de I_k pode ser reescrita da seguinte forma:

$$I_k = \left[jB_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jB_{km}^{sh} + a^2 y_{km}) \right] V_k + \sum_{m \in \Omega_k} (-ae^{j\phi_{km}} y_{km}) V_m \quad (14)$$

Para representar todas as injeções líquidas de corrente do sistema, a expressão para $k = 1, 2, \dots, NB$, pode ser colocada na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_{NB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1NB} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2NB} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{NB1} & Y_{NB2} & \dots & Y_{NB NB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ E_{NB} \end{bmatrix} \quad (15)$$

O que equivale a:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}\mathbf{E} \quad (16)$$

Onde:

\mathbf{I} – vetor das injeções líquidas de corrente nas barras, de componentes $I_k (k = 1, 2, \dots, NB)$;

$\mathbf{Y} - \mathbf{G} = \mathbf{jB}$ – matriz de admitância nodal, também conhecida como matriz $\mathbf{Y}_{\text{BARRA}}$;

\mathbf{E} – vetor de tensões das barras, de componente $E_k = V_k e^{j\theta_k} (k = 1, 2, \dots, NB)$.

As equações que representam a matriz de admitância nodal \mathbf{Y} , são:

$$Y_{km} = -ae^{-j\phi_{km}} y_{km} \quad (17)$$

$$Y_{kk} = jB_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jB_{km}^{sh} + a^2 y_{km}) \quad (18)$$

Geralmente, grande parte dos elementos da matriz \mathbf{Y} são nulos, uma vez que consideram-se apenas os elementos no ramo $k - m$, se não existirem linhas de transmissão que ligam os ramos analisados, o elemento será nulo (ANDRADE, 2015). A injeção de corrente I_k , que é a k -ésima componente do vetor \mathbf{I} , pode ser representada da seguinte forma:

$$I_k = Y_{kk} V_k + \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km} V_k = \sum_{m \in K} Y_{km} V_m \quad (19)$$

Onde:

K – é o conjunto formado pelos elementos do conjunto Ω_k (barras adjacentes à barra k);

Sendo assim, a Equação (19) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$I_k = \sum_{m \in K} (G_{km} + jB_{km}) (V_m e^{j\theta_m}) \quad (20)$$

Substituindo (20) em (9) e considerando que $V_k^* = V_k e^{-j\theta_k}$, obtém-se:

$$S_k^* = V_k e^{-j\theta_k} \sum_{m \in K} (G_{km} + jB_{km}) (V_m e^{j\theta_m}) \quad (21)$$

Para chegar as expressões gerais das injeções de potências ativas e reativas para uma barra k , utiliza-se a Equação (8) e separa-se a parte real da parte imaginária. Tais expressões formam um sistema de equações não-lineares que serve como base para resolução do problema de fluxo de carga.

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (22)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (23)$$

Onde:

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$$

Para definir a quantidade de equações que serão utilizadas na resolução do fluxo de carga, adota-se $N_{PV} + 2N_{PQ}$, onde N_{PV} representam o número de barras PV e N_{PQ} representam o número de barras PQ. Ou seja, para cada barra do tipo PV toma-se uma equação do tipo P_k , e para cada barra do tipo PQ toma-se uma equação do tipo P_k e uma equação do tipo Q_k .

2.5.2. Método iterativo de Newton–Raphson

O Método de Newton, que também pode ser chamado de Método de Newton–Raphson, foi escolhido para resolução do fluxo de carga por sua eficiência em resolver problemas de fluxo de carga de grande ou pequeno porte (BARBOSA, 2014).

O Método consiste nas iterações do sistema de equações não lineares, que são linearizadas dentro do Método. Através da expansão em série de Taylor, uma estimativa inicial para as incógnitas e o aproveitamento dos termos da série até a derivada primeira, torna-se possível obter uma aproximação do sistema não linear original. E então, através de sucessivas iterações, são encontrados os valores aproximados para o sistema original do fluxo de carga (ANDRADE, 2015).

Uma grande vantagem do Método de Newton–Raphson, é que o número de iterações necessárias para chegar a uma solução do problema, é geralmente pequeno e não depende do tamanho do sistema em estudo. Tal método pode ser utilizados em sistemas de transmissão e em sistemas de distribuição (BARBOSA, 2014).

De acordo com Marcelo (2015) e Tiago (2014), a formulação típica do problema é baseada na representação da matriz de admitâncias e nas equações de injeção de potência. A Equação (24) apresenta a modelagem do problema no método de Newton–Raphson.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (24)$$

Onde:

ΔP – vetor de diferenças de injeção de potência ativa nas barras;

ΔQ – vetor de diferenças de injeção de potência reativa nas barras;

$\Delta \theta$ – variação das fases de tensão entre duas iterações consecutivas;

ΔV – variação das magnitudes de tensão entre duas iterações consecutivas.

$$\mathbf{H} = \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right], \mathbf{N} = \left[\frac{\partial P}{\partial V} \right], \mathbf{M} = \left[\frac{\partial Q}{\partial \theta} \right] \text{ e } \mathbf{L} = \left[\frac{\partial Q}{\partial V} \right]$$

Conforme mencionado, para um sistema de N equações não lineares $\mathbf{y} = \mathbf{f}(\mathbf{x})$, o método de Newton-Raphson se baseia na expansão da série de Taylor em torno de um ponto de operação \mathbf{x}_0 da seguinte forma:

$$y = f(x_0) + \left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x_0} (x - x_0) + \dots \quad (25)$$

Desprezando os termos de ordem mais alta e resolvendo para x , tem-se:

$$x = x_0 + \left[\left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x_0} \right]^{-1} [y - f(x_0)] \quad (26)$$

No Método de Newton-Raphson substitui-se x_0 pelo valor antigo $x(i)$ e x pelo valor novo $x(i + 1)$ na equação anterior, onde i representa a i -ésima iteração. Sendo assim, tem-se:

$$x(i + 1) = x(i) + \mathbf{J}^{-1}\{y - \mathbf{f}[x]\} \quad (27)$$

Onde:

$$\mathbf{J}(i) = \left. \frac{d\mathbf{f}}{d\mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\mathbf{x}(i)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_N} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_N}{\partial x_1} & \frac{\partial f_N}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_N}{\partial x_N} \end{bmatrix}_{\mathbf{x}=\mathbf{x}(i)} \quad (28)$$

A matriz $N \times N$ $\mathbf{J}(i)$, cujos elementos são as derivadas parciais mostradas em (28) é chamada de matriz Jacobiana.

O processo deve continuar até que haja convergência:

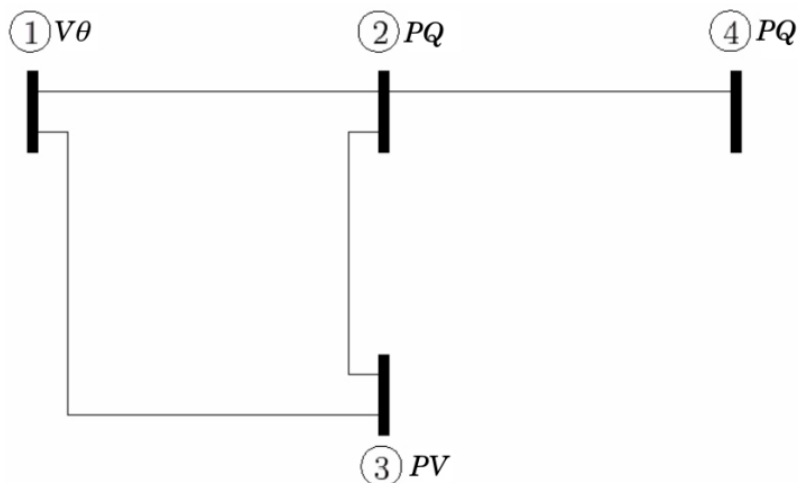
$$\left| \frac{x(i + 1) - x(i)}{x(i)} \right| < \epsilon \quad (29)$$

ϵ – nível de tolerância especificado

2.5.2.1. Fluxo de carga pelo Método de Newton-Raphson

Conforme mencionado, existem três tipos principais de barras: $V\theta$, PQ e PV . Para resolver a primeira parte de um problema de fluxo de carga, é necessário obter os valores de θ e V para todas as barras do sistema. No modelo da Figura 19 é possível observar um sistema de $2NPQ+NPV$ equações não lineares (ANDRADE, 2015).

Figura 17 - Exemplo de um SEP.



Fonte: Andrade – (2015).

Onde NPQ é o número de barras do tipo PQ e NPV é definido de forma análoga. Desta forma, obtém-se o seguinte sistema:

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) = 0 \quad (30)$$

Para barras do tipo PQ e PV

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (31)$$

Para barras do tipo PQ

Define-se o vetor das variáveis x , o vetor dos valores especificados y , a função vetorial $f(x)$ e o vetor dos resíduos $g(x)$, da seguinte forma:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{NPV+NPQ} \\ V_1 \\ \vdots \\ V_{NPQ} \end{bmatrix}; y = \begin{bmatrix} P^{esp} \\ Q^{esp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1^{esp} \\ \vdots \\ P_{NPV+NPQ}^{esp} \\ Q_1^{esp} \\ \vdots \\ Q_{NPQ}^{esp} \end{bmatrix} \quad (32)$$

$$f(x) = \begin{bmatrix} P(x) \\ Q(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1(x) \\ \vdots \\ P_{NPV+NPQ}(x) \\ Q_1(x) \\ \vdots \\ Q_{NPQ}(x) \end{bmatrix} \quad (33)$$

$$g(x) = \begin{bmatrix} \Delta P(x) \\ \Delta Q(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^{esp} - P(x) \\ Q^{esp} - Q(x) \end{bmatrix} \quad (34)$$

Onde todos os termos V , P e Q estão em p.u., e os termos θ estão em radianos.

Define-se ainda a matriz Jacobiana da seguinte forma:

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (35)$$

Onde:

$$\mathbf{H} \begin{cases} H_{km} = \partial P_k / \partial \theta_m = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ H_{kk} = \partial P_k / \partial \theta_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \end{cases}$$

$$\mathbf{N} \begin{cases} N_{km} = \partial P_k / \partial V_m = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ N_{kk} = \partial P_k / \partial V_k = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \end{cases}$$

$$\mathbf{M} \begin{cases} M_{km} = \partial Q_k / \partial \theta_m = -V_k V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \\ M_{kk} = \partial Q_k / \partial \theta_k = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \end{cases}$$

$$\mathbf{L} \begin{cases} L_{km} = \partial Q_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ L_{kk} = \partial Q_k / \partial V_k = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \end{cases}$$

Após a definição da matriz, torna-se necessária a definição dos valores iniciais (iteração 0) para V e θ . Desta forma, após alguma manipulação algébrica, a equação do passo iterativo do Método de Newton-Raphson pode ser representada da seguinte forma:

$$\mathbf{x}(i + 1) = \mathbf{x}(i) + \mathbf{J}^{-1}(i)\mathbf{g}[\mathbf{x}(i)] \quad (36)$$

Quando os valores de V e θ estiverem definidos para todas as barras do sistema, o próximo passo é a obtenção dos valores de Q das barras PV, e P e Q da barra de referência (V θ). O problema passa a ter um sistema $NPV + 2$ equações algébricas não-lineares, onde todas as incógnitas são explícitas. Este sistema pode ser representado pelas equações (22) e (23).

Resumidamente, após a caracterização da topologia do sistema (natureza das barras e admitância das linhas – matriz de admitâncias), o método de Newton-Raphson aplicado para resolução de problemas de fluxo de carga é descrito da seguinte forma:

- I. Fazer a inicialização com um chute inicial ($\mathbf{V}(0) = 1 \text{ p.u.}$ e $\theta(0) = 0$).
- II. Calcular $P_k[\mathbf{V}(i), \theta(i)]$ para as barras PQ e PV, e $Q_k[\mathbf{V}(i), \theta(i)]$ para as barras PQ e determinar os resíduos $\Delta\mathbf{P}[\mathbf{x}(i)]$ e $\Delta\mathbf{Q}[\mathbf{x}(i)]$ para a i -ésima iteração.
- III. Testar a convergência: se $\text{Max}\{|\Delta\mathbf{P}[\mathbf{x}(i)]|\} < \epsilon$ e $\text{Max}\{|\Delta\mathbf{Q}[\mathbf{x}(i)]|\} < \epsilon$, o processo iterativo convergiu; caso contrário passar para o passo IV.
- IV. Calcular a matriz Jacobiana para a iteração i : $\mathbf{J}[\mathbf{V}(i), \theta(i)]$.
- V. Determinar a nova solução $[\mathbf{V}(i + 1), \theta(i + 1)]$.
- VI. Fazer $i + 1 \rightarrow i$ e voltar para o passo II.

Quando houver a convergência para o nível de tolerância especificado, parte-se para a substituição direta e finaliza-se o Método de Newton-Raphson.

Em um estudo do problema, é comum que se queira calcular os valores dos fluxos de carga P_{km} e Q_{km} em uma determinada linha ($k - m$) do sistema. De posse de todos os valores ao final da resolução pelo Método Newton-Raphson, estes fluxos podem ser facilmente calculados a partir das equações (11) e (12) (ANDRADE, 2015).

3. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso abordado na presente monografia, consiste de um alimentador e suas características para a análise de uma rede de MT onde não existe interferências de GD. Para essa primeira análise, são utilizados os dados fornecidos pelo *Interplan*.

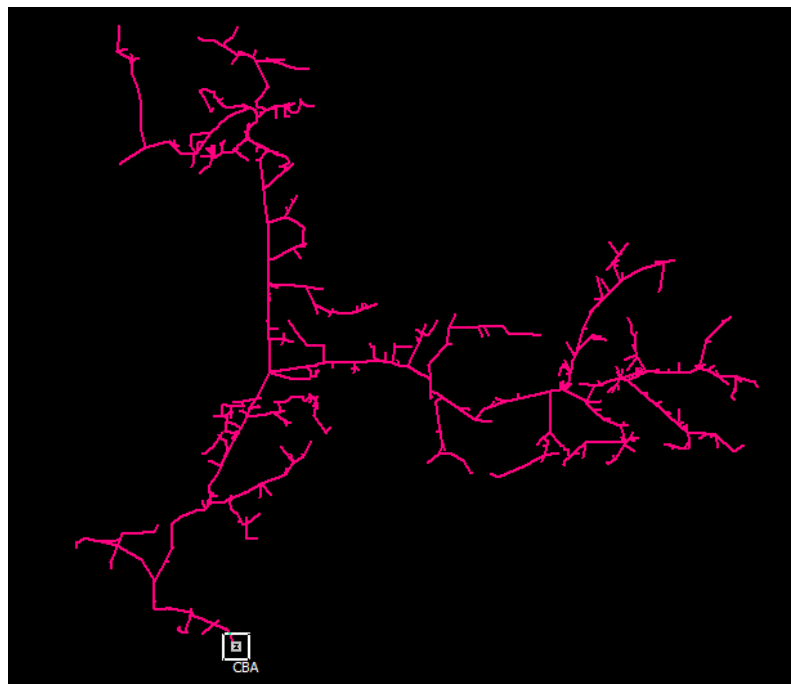
Também é abordada a modelagem do fluxo de potência da rede através do método de Newton-Raphson a fim de agregar mais informações na análise de uma rede de MT com e sem a presença de uma GD.

3.1. Análise do alimentador CBA-CJI no *Interplan*

Nesta seção é apresentado um alimentador para a análise dos impactos de uma GD em uma rede de distribuição de energia elétrica, o alimentador de referência para o estudo é o CBA-CJI e os valores são estabelecidos pelo *Interplan* em uma simulação.

A rede em questão possui tensão nominal de 11,4 kV, e de início foram retirados todos os pontos de GD e o RT que existiam na rede para que ela ficasse sem interferências na tensão. A Figura 17 apresenta o alimentador CBA-CJI. O quadrado marcado em branco é a SE de onde sai o alimentador. Inicialmente nele só haviam transformadores e clientes (pontos de consumo) denominados como cargas.

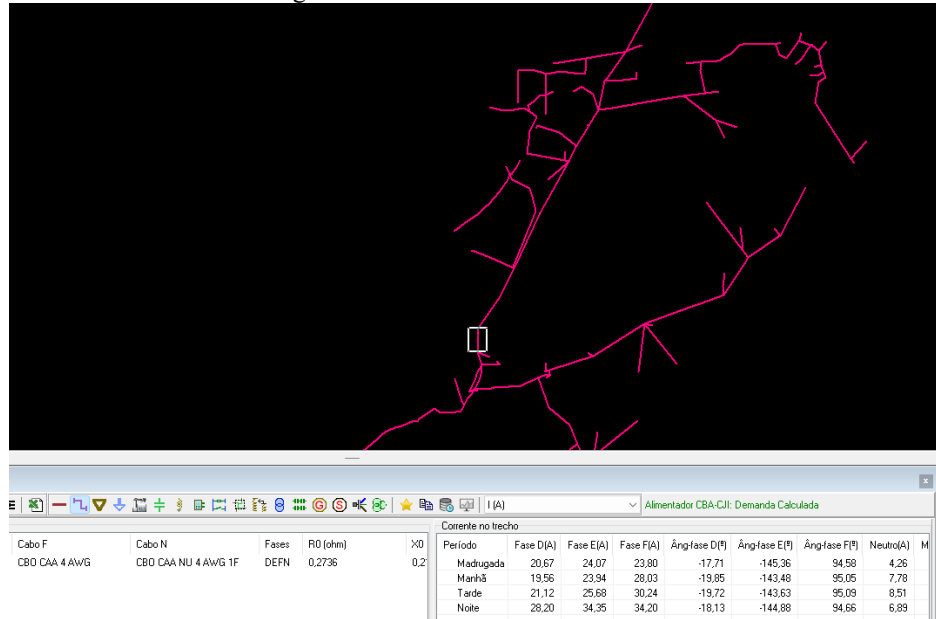
Figura 18 - Alimentador CBA-CJI.



Fonte: Interplan – (2024).

A Figura 18 apresenta o trecho onde a análise é realizada, esse trecho foi escolhido por ser logo após o centro de cargas do alimentador, a fim de que a inserção da GD compensasse tais cargas na rede. O trecho tem um comprimento de 4,426 km em condutores de alumínio nu com alma e bitola de 4mm² (CAA4). O quadrado destacado em branco é o local onde a GD, que nesse caso é uma usina fotovoltaica (UFV), será posteriormente inserida.

Figura 19 - Trecho analisado.



Fonte: Interplan – (2024).

Para a análise, os valores utilizados são os fornecidos pelo *Interplan* das médias entre as fases da rede trifásica. Todos os dados são referentes ao trecho onde a UFV será inserida posteriormente. Para verificar os valores das grandezas elétricas em cada fase, e os valores na saída da SE, vide Anexo A. São considerados os valores de tensão, corrente, potências ativa (P), reativa (Q) e aparente (S), fator de potência (fp) e perdas do alimentador. Também são analisados em períodos diferentes, sendo eles: madrugada, manhã, tarde e noite. Essa diferenciação objetiva destacar os impactos nos horários de maior e menor geração. As Tabelas 1, 2 e 3 apresentam os dados da rede no seu modelo inicial.

Tabela 2 - Tensão, corrente e fator de potência.

PERÍODO \ GRANDEZA	TENSÃO (kV)	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A)	ÂNGULO (°)	FATOR DE POTÊNCIA (fp)
MADRUGADA	11,834	30	22,85	-22,83	0,9202
MANHÃ	11,830	30	23,84	-22,76	0,9072
TARDE	11,821	30	25,68	-22,75	0,9075
NOITE	11,798	30	32,25	-22,78	0,9043

Fonte: Adaptada do *Interplan* – (2024).

Tabela 3 - Potências ativa, reativa e aparente.

GRANDEZA PERÍODO	POTÊNCIA ATIVA (kW)	POTÊNCIA REATIVA (kVAr)	POTÊNCIA APARENTE (kVA)
MADRUGADA	430,03	182,96	467,33
MANHÃ	449,11	190,93	488,02
TARDE	483,28	205,42	525,12
NOITE	605,45	257,51	657,94

Fonte: Adaptada do *Interplan* – (2024).

Tabela 4 - Perdas do alimentador.

CBA-CJI	Perdas Máximas do Alimentador (kW)	20,5401
CBA-CJI	Perda Anual de Energia (MWh)	138,74

Fonte: Adaptada do *Interplan* – (2024).

3.2. Cenários para a modelagem matemática

Para melhor entendimento do tema, é utilizado um software para calcular o fluxo de carga de dois circuitos em cenários parecidos, onde a única diferença é a inserção de uma GD. Com objetivo de demonstrar o impacto que a inserção de uma GD tem sobre a rede de MT.

No primeiro cenário, tem-se uma rede composta por duas barras: uma SE que é a barra de referência do problema e uma barra de carga que representa o consumidor final no alimentador. Além das barras, o circuito é composto pela resistência em série, reatância, linhas de transmissão e o elemento *shunt*.

O segundo cenário é muito parecido com o primeiro, porém nele tem-se três barras: uma SE que é a barra de referência do problema, uma barra de carga que representa o consumidor final no alimentador e uma barra de geração que representa uma fonte de GD. Além das barras, neste circuito tem-se as linhas (condutores), duas resistências em série, duas reatâncias e os elementos *shunt*.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo, é apresentado o cenário do alimentador CBA-CJI após a inserção da UFV na rede, também são discutidos os impactos que foram causados sobre a mesma.

Como mencionado, também é apresentada a modelagem de um SEP que foi utilizado para a simulação em um software de um problema de fluxo de carga. São apresentados os resultados do fluxo de potência da rede com e sem a inserção de uma GD e são discutidos os impactos causados.

4.1. Análise do alimentador CBA-CJI no *Interplan* após a inserção da UFV

No capítulo anterior foram apresentados os valores da simulação sem qualquer interferência na rede, onde só existia a SE como principal gerador e os pontos de consumo dos clientes conectados ao SEP – cargas. Neste capítulo é apresentada a mesma rede, agora com a inserção de uma GD. Na simulação é inserida na rede uma usina fotovoltaica (UFV), como um segundo ponto de geração, localizada no local destacado com um quadrado branco na Figura 18. A UFV é conectada diretamente a média tensão e possui uma capacidade de geração de 1 kW de potência ativa e -250 kVAr de potência reativa nos horários de maior geração, conforme apresentado na Tabela 5. A usina teve sua capacidade de geração determinada através do tamanho do terreno onde foi construída. O terreno possui cerca de 10.000 m², onde foram distribuídos 1.920 módulos fotovoltaicos.

Tabela 5 - Características de geração da UFV.

DEMANDA		
POTÊNCIAS GERADAS (P / Q)		
	P (kW)	Q (kVAr)
MADRUGADA	10	-3
MANHÃ	1000	-250
TARDE	1000	-250
NOITE	10	-3

Fonte: Adaptada do *Interplan* – (2024).

As Tabelas 6, 7 e 8 apresentam os resultados das mesmas grandezas elétricas apresentadas nas Tabelas 1, 2 e 3, no cenário que considera a inserção da UFV na rede. Desta forma, é possível comparar os resultados e destacar os impactos que foram causados na tensão, nas potências e nas perdas de energia por conta da inserção da UFV. Para verificar os valores das grandezas elétricas em cada fase, e os valores na saída da SE, vide Anexo B.

Tabela 6 – Tensão, corrente e fator de potência após a inserção da UFV.

PERÍODO \ GRANDEZA	TENSÃO (kV)	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A)	ÂNGULO (°)	FATOR DE POTÊNCIA (fp)
MADRUGADA	11,836	30,00	28,23	-23,71	0,9144
MANHÃ	12,018	30,73	31,87	-12,37	0,7766
TARDE	12,008	30,73	31,29	-9,00	0,7454
NOITE	11,800	30,00	35,72	-23,52	0,9162

Fonte: Adaptada do *Interplan* – (2024).

Tabela 7 - Potências ativa, reativa e aparente após a inserção da UFV.

PERÍODO \ GRANDEZA	POTÊNCIA ATIVA (kW)	POTÊNCIA REATIVA (kVAr)	POTÊNCIA APARENTE (kVA)
MADRUGADA	420,06	185,97	459,39
MANHÃ	-546,02	442,93	703,08
TARDE	-511,60	457,54	686,35
NOITE	595,50	260,54	650,00

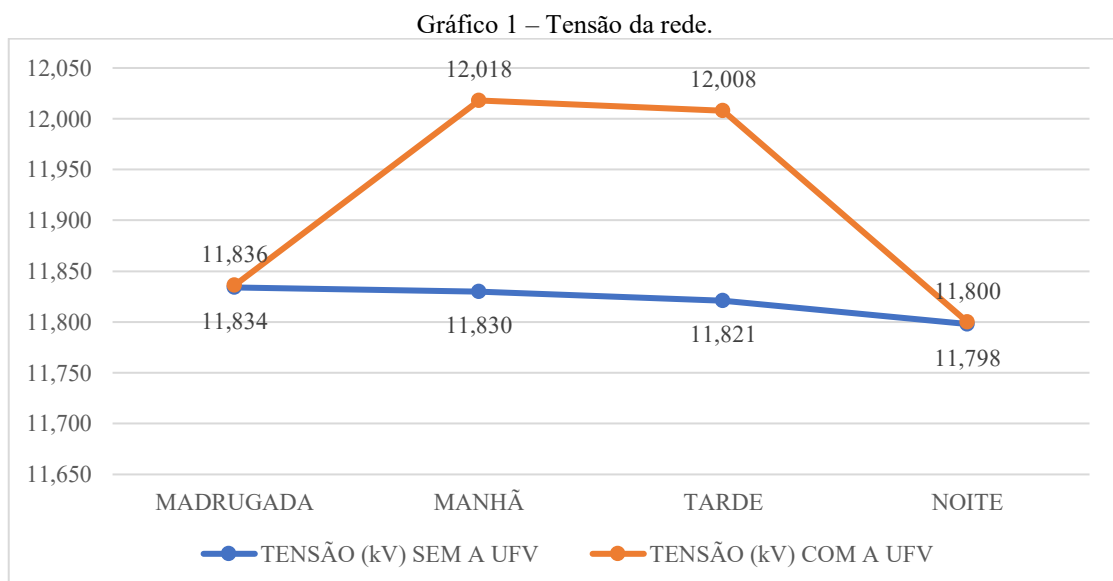
Fonte: Adaptada do *Interplan* – (2024).

Tabela 8 - Perdas do alimentador após a inserção da UFV.

CBA-CJI	Perdas Máximas do Alimentador (kW)	21,315
CBA-CJI	Perda Anual de Energia (MWh)	143,42

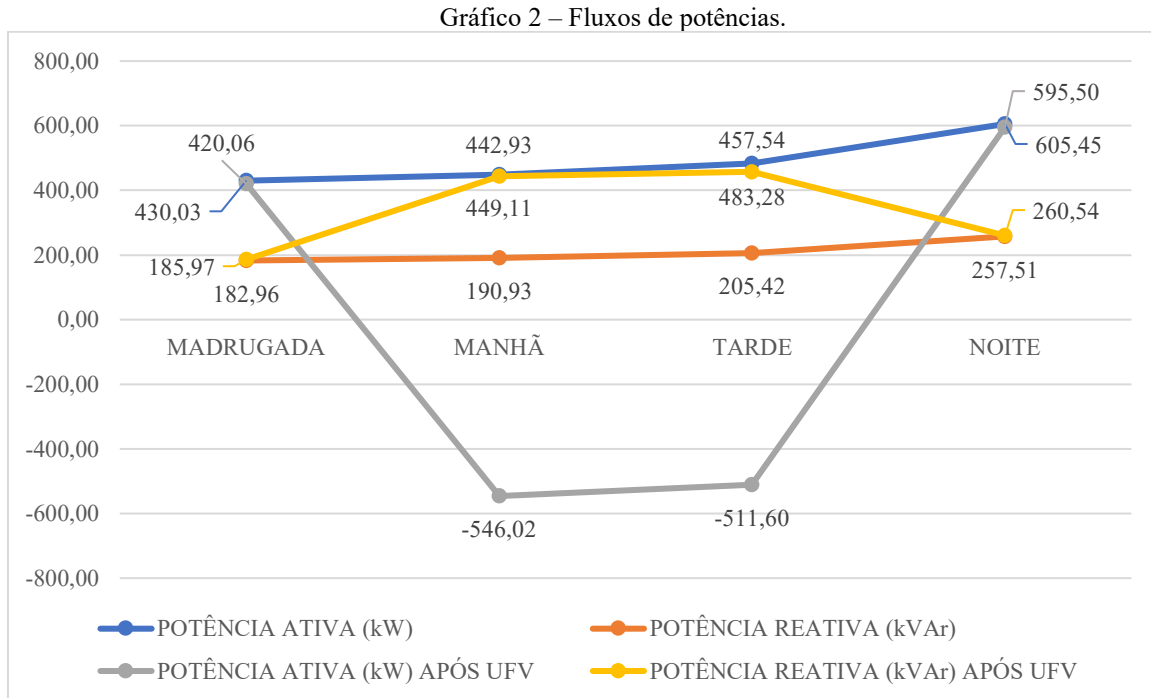
Fonte: Adaptada do *Interplan* – (2024).

Através da análise dos dados fornecidos pelo *Interplan*, é possível constatar que a inserção da UFV causou um aumento na tensão da rede, principalmente nos períodos de maior geração que são de manhã e de tarde, conforme é possível visualizar no Gráfico 1.



Elaborado pelo autor (2024).

Também é possível visualizar no Gráfico 2 que, após a inserção da UFV, obteve-se um fluxo reverso da potência ativa da rede nos horários de maior geração. Já a potência reativa não teve um fluxo reverso, mas teve uma diminuição considerável.



Elaborado pelo autor (2024).

No dimensionamento da rede de distribuição de energia elétrica são utilizados RT na rede e interruptores/comutadores em subestações para controlar a tensão do alimentador, levando em consideração que o fluxo de energia vai da subestação para os pontos de consumo em um único sentido. Quando os sistemas de GD são injetados na rede podem provocar mudanças no fluxo de potência, fazendo com que os sistemas de regulação não sejam mais tão eficientes para a rede de distribuição (MATOS; CATALÃO, 2014).

Sistemas de GD, quando alocados em lugares inadequados na rede de distribuição, têm como resultado a possibilidade de sub ou sobretensões na rede, por conta da incompatibilidade da GD com o sistema de regulação em fluxos de potência radial. Por outro lado, os sistemas de GD também tem impactos positivos na rede, como compensação reativa para controle de tensão agindo como reserva giratória em casos de falhas, diminuindo perdas e trabalhando na regulação de frequência da rede (VIRAL; KHATOD, 2012).

Em casos onde a potência ativa injetada é menor ou equivalente à carga instantânea da rede, o aumento da tensão não será tão significativo (ALMEIDA; JOTA, 2018). Porém na simulação realizada no *Interplan*, o alimentador escolhido possui poucas cargas, o que faz com que a

potência ativa injetada seja maior do que a carga nominal da rede, ocasionando o fluxo reverso da potência e o aumento das tensões no trecho onde a UFV é inserida. Com tal aumento, a tensão da rede ultrapassa o máximo admitido em regime permanente de 1,05 p.u. Nesse alimentador, essa tensão equivale a 11,97 kV. Estes valores são estabelecidos pela ANEEL na Resolução Normativa nº 956 seção 8, de dezembro de 2021. Tais efeitos podem ser corrigidos facilmente com uma diminuição da tensão inicial, que pode ser obtida através do uso de reguladores de tensão no início, quando abaixadores, e no final, quando elevadores, da rede e também do uso de condutores mais robustos e com maior resistência (COSTER *et al.*, 2011).

Para a distribuidora de energia, ao inserir sistemas de GD na rede de média e baixa tensão é possível diminuir as perdas técnicas, dado que, diminui-se o fluxo de potência na rede, aliviando até mesmo o carregamento dos transformadores (FIUZA *et al.* 2022). Porém para que isso aconteça, é necessário que os pontos de GD sejam alocados corretamente nas redes de distribuição, em pontos estratégicos e de forma que compensem a carga nominal e injetem energia na rede de modo que haja a diminuição das perdas.

Nesse caso, os sistemas de GD funcionam semelhantemente aos BC, por exemplo, que são dimensionados para diminuir tais perdas. A diferença entre o BC e o sistema de GD fotovoltaico é que o GD tem impacto na potência ativa e reativa enquanto o BC só tem impacto no fluxo de potência reativa (VIRAL; KHATOD, 2012). Ou seja, quando inserida em locais estratégicos, os sistemas de GD causam impactos benéficos à rede de distribuição de energia (MATOS; CATALÃO, 2014). Porém, como mencionado, em casos onde a inserção ocasiona o fluxo reverso por maior injeção de potência ativa do que consumo nominal da rede, o que acontece na simulação realizada no *Interplan*, é comum que as perdas de energia aumentem ao invés de diminuir (LEWANDOWSKI, 2023).

Comparando as perdas do SEP simulado no *Interplan* através das Tabelas 3 e 8, é possível visualizar que houve um aumento de 0,7749 kW nas perdas máximas do alimentador e 4,68 MWh nas perdas anuais de energia.

4.2. Modelagem dos fluxos de potências

Nesta seção, são representados os dois problemas de fluxo de carga descritos na Seção 3.2, onde é possível visualizar o impacto que a inserção de uma GD tem sobre o fluxo de potência da rede.

Para criar os cenários é realizada a modelagem de um SEP. A próxima seção apresenta as características desta rede que será nomeada “Piloto”.

4.2.1. Modelagem do SEP Piloto

As características da rede foram determinadas a partir dos valores de referência de redes de distribuição de energia na região de MG e cálculos matemáticos. A Tabela 9 apresenta os valores que foram pré definidos. São representados os valores utilizados nos cenários 1 e 2.

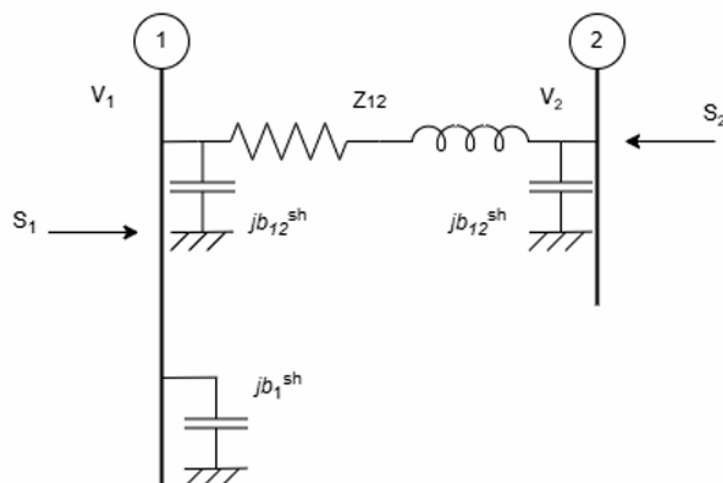
Tabela 9 - Características da rede Piloto.

Comprimento da linha	4 km
Fator de potência (fp)	0,8
Frequência (f)	60 Hz
Potência ativa da carga (P_C)	560 kW – puramente resistiva
Potência ativa de geração nominal (P_G)	1 MW
Tensão nominal (V_G)	22 Kva
Tipo de condutor	Swan CAA4

Elaborado pelo autor (2024).

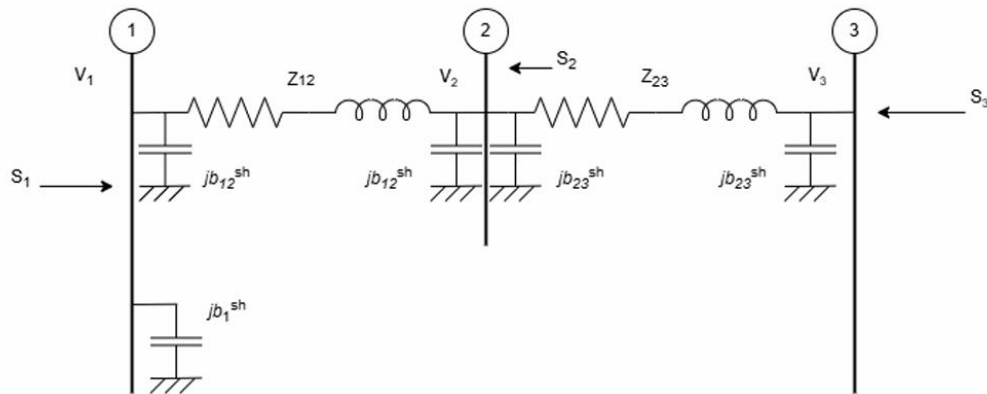
As Figuras 20 e 21 apresentam os circuitos base para as análises de fluxo de carga. Sendo o primeiro o modelo com uma barra geradora e uma barra de carga e o segundo modelo com duas barras geradoras e uma barra de carga.

Figura 20 - Circuito 1: um gerador e uma carga.



Elaborado pelo autor (2024).

Figura 21 - Circuito 2: dois geradores e uma carga.



Elaborado pelo autor (2024).

Para encontrar a impedância da linha no ramo 1 – 2, é utilizada a tabela Swan para cabos CAA4 disponível no Anexo C. Através da Equação (37), é definida a impedância de linha do ramo 1 – 2:

$$Z = R + jX_L \quad (37)$$

Com os valores da tabela Swan multiplicados pelo comprimento da rede:

$$R = 1,712 \cdot 4 = 6,848 \, \Omega \quad (38)$$

$$X_L = 0,4537 \cdot 4 = 1,8148 \, \Omega \quad (39)$$

$$Z_{12} = 6,85 + j 1,81 \quad (40)$$

Para calcular a resistência da carga, utiliza-se a Equação (41).

$$P_c = \frac{V_G^2}{R_c} \quad (41)$$

$$R_c = \frac{22.000^2}{560.000} = 864,29 \, \Omega \quad (42)$$

Calcula-se a impedância da carga através da soma da impedância de linha com a resistência da carga, conforme é possível visualizar na expressão (43).

$$Z_c = Z_{12} + R_c \quad (43)$$

$$Z_c = 6,85 + j 1,81 + 864,29 = 871,14 + j 1,81 \Omega \quad (44)$$

Para calcular a corrente máxima, utiliza-se a Equação (45).

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P_G}{V_G} \quad (45)$$

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{1.000.000}{22.000} = 45,45 A \quad (46)$$

Tem-se que a tensão de geração é igual a tensão de carga ($V_G = V_c$). Então, para calcular a corrente da carga, utiliza-se a Equação (47).

$$I_c = \frac{V_c}{Z_c} \quad (47)$$

$$I_c = \frac{22.000}{871,14 + j 1,81} = 25,25 \theta - 0,12 A \quad (48)$$

Para calcular as potências aparente e reativa da carga utilizando um fator de potência de 0,8, utilizam-se as Equações (49) e (50).

$$S = \frac{P}{fp} \quad (49)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (50)$$

Com isso, tem-se:

$$S_c = \frac{560.000}{0,8} = 700 \text{ kVA} \quad (51)$$

$$Q_c = \sqrt{700k^2 - 560k^2} = 420 \text{ kVAr} \quad (52)$$

Tem-se que a impedância do ramo 2 – 3 é igual a impedância do ramo 3 – 2, pois ambas possuem o mesmo condutor e o mesmo comprimento. Logo, $Z_{12} = Z_{23}$. A Tabela 10 apresenta todos os valores de base para os cenários 1 e 2.

Tabela 10 - Características atualizadas da rede Piloto.

Comprimento da linha	4 km
Corrente máxima ($I_{m\acute{a}x}$)	45,45 A
Corrente na carga (I_c)	25,25 Θ – 0,12 A
Fator de potência (fp)	0,8
Frequência (f)	60 Hz
Impedância do ramo 1 – 2 (Z_{12})	6,85 + j 1,81 Ω
Impedância do ramo 2 – 3 (Z_{23})	6,85 + j 1,81 Ω
Impedância do ramo da carga (Z_c)	871,14 + j 1,81 Ω
Potência aparente da carga (S_c)	700 kVA
Potência ativa da carga (P_C)	560 kW – puramente resistiva
Potência ativa da GD (P_{GD})	1 kW
Potência ativa de geração nominal (P_G)	1 MW
Potência reativa da carga (S_c)	420 kVAr
Tensão na carga (V_c)	22 kV
Tensão nominal (V_G)	22 kV
Tipo de condutor	Swan CAA4

Elaborado pelo autor (2024).

Na Tabela 10, além dos valores calculados acima, também foram inseridos os valores da nova barra PV que será inserida na rede. Desta forma, a Tabela 10 é utilizada como referência para os dois modelos analisados.

Agora, com os valores da tabela de características da rede atualizados é possível calcular o fluxo de potência da rede através de um problema de fluxo de carga. Uma vez que o método

de Newton-Raphson é iterativo, optou-se por desenvolver um *script* em Python utilizando a biblioteca *power-grid-model*¹, onde foi adotada uma tolerância de 10^{-6} .

4.2.2. Circuito com um gerador e uma carga

Nesta subseção ocorre a resolução do problema de fluxo de carga descrito no cenário 1, onde o circuito possui uma barra de referência e uma barra de carga. A Figura 20 apresenta o circuito analisado para resolução do problema nesta fase. As Tabelas 11 e 12 apresentam os dados em relação aos tipos de barra, as impedâncias e elementos *shunt* nos ramos existentes respectivamente.

Tabela 11 – Definição das barras no modelo 1.

BARRA	TIPO	V^{esp} [V]	Θ^{esp} [°]	P^{esp} [W]	Q^{esp} [Var]	B_k^{Sh}
1	V Θ	22.000	0,0	-	-	-
S2	PQ	-	-	560.000	- 420.000	0,0

Elaborado pelo autor (2024).

Tabela 12 – Impedância e elemento *shunt* nos ramos do modelo 2.

k	m	R_{km} [Ω]	jX_{km} [Ω]	B_{km}^{Sh}
1	2	6,85	1,81	0,0

Elaborado pelo autor (2024).

Os resultados obtidos pelo *script* no problema de fluxo de carga apresentado pela Figura 20, são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Resultados do fluxo de carga no modelo 1.

TIPO DE BARRA	TENSÃO (p.u.)	ÂNGULO (rad)	TENSÃO (V)	ÂNGULO (°)	INJEÇÃO DE P (W)	INJEÇÃO DE Q (Var)
V Θ	1,000036	-0,000061	22.000,79	-0,003495	567.024,44	-418.143,91
PQ	0,993607	-0,008151	21.859,35	-0,467018	-560.000	420.000

Elaborado pelo autor (2024).

É possível observar que a carga está causando uma queda de tensão no ponto da carga (PQ) e fluxo reverso de potências reativa na SE (V Θ). Tais impactos ocorrem porque a demanda da carga é baixa em relação a potência gerada, então não existe compensação, o que faz a rede ter o fluxo reverso da potência reativa e a queda de tensão no ponto de consumo.

¹ Disponível em: <<https://power-grid-model.readthedocs.io/en/stable/quickstart.html>> Acesso em: 29 nov, 2024.

4.2.3. Circuito com dois geradores e uma carga

Nesta subseção é apresentada a resolução do problema de fluxo de carga descrito no cenário 2, onde o circuito possui uma barra de referência, uma barra de geração e uma barra de carga. A Figura 21 apresenta o circuito analisado para resolução do problema. As Tabelas 14 e 15 apresentam os dados em relação aos tipos de barra, as impedâncias e elementos *shunt* nos ramos existentes respectivamente.

Tabela 14 – Definição das barras no modelo 2.

BARRA	TIPO	V^{esp} [V]	Θ^{esp} [°]	P^{esp} [W]	Q^{esp} [VAr]	B_k^{Sh}
1	V Θ	22.000	0	-	-	-
2	PQ	-	-	-560.000	-420.000	0,0
3	PV	22.000	-	1.000	-	-

Elaborado pelo autor (2024).

Tabela 15 - Impedâncias e elementos *shunt* nos ramos do modelo 2.

k	m	R_{km} [Ω]	JX_{km} [Ω]	B_{km}^{Sh}
1	2	6,85	1,81	0,0
2	3	6,85	1,81	0,0

Elaborado pelo autor (2024).

Os resultados obtidos pelo *script* no problema de fluxo de carga apresentado pela Figura 21, são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Resultados do fluxo de carga no modelo 2.

TIPO DE BARRA	TENSÃO (p.u.)	ÂNGULO (rad)	TENSÃO (V)	ÂNGULO (°)	INJEÇÃO DE P (W)	INJEÇÃO DE Q (Var)
V Θ	1,000036	-0,000061	22.000,79	-0,003495	563.378,10	-415.499,90
PQ	0,993648	-0,008098	21.860,27	-0,463981	-556.443,10	417.332,40
PV	0,993648	-0,008098	21.860,27	-0,463981	-1,412 x 10 ⁻⁸	1,144 x 10 ⁻¹⁰

Elaborado pelo autor (2024).

Nesse caso, ocorre que quando a GD é inserida na rede, acaba tendo um valor de geração insignificante perto do valor de geração da SE, já que a GD gera 1 kW enquanto a SE gera 1 MW. Com isso, a GD não tem força suficiente para injetar potência na rede, o que ocasiona os valores tão baixos de injeção de potências ativa e reativa na barra PV.

Já o fluxo reverso de potência reativa que ocorre no ponto da SE, acontece porque a carga da rede permanece sendo menor do que a potência de geração (1 MW + 1kW). Sendo assim,

não existe compensação entre a geração e a carga, o que ocasiona o fluxo reverso da potência reativa na rede de distribuição de energia.

Porém existe uma diferença entre o modelo do Estudo de caso extraído do *Interplan* e o modelo apresentado na modelagem matemática. No primeiro caso analisado, houve um aumento na tensão da rede, causando uma sobretensão. Já no segundo caso analisado, houve uma queda de tensão, o que ocasionou uma subtensão na rede. Tal diferença provavelmente ocorre porque o modelo analisado na modelagem matemática é em um ambiente controlado, onde não existem ramificações. Ou seja, a corrente passa por um único caminho até a carga e a GD. Já no modelo que foi analisado do *Interplan*, por ser em um alimentador existente e com valores reais, o ambiente não é controlado e existem diversas ramificações na média tensão. Isso faz com que a corrente se separe em diversos alimentadores, influenciando diretamente nos resultados do modelo.

5. CONCLUSÃO

Com o conhecimento dos impactos ambientais causados pelas mais comuns fontes de energia, tem-se aumentado as buscas por fontes de energia limpas e renováveis. Desta forma, a energia eólica e a fotovoltaica tem-se destacado. Nesse cenário, surge então a GD. Onde é possível que o consumidor produza sua própria energia, ou até mesmo produza para comercialização.

Com isso, a energia fotovoltaica tem ganhado muito espaço e se popularizado nos últimos anos. Ela se destaca por sua fácil e rápida instalação e seu positivo custo-benefício, uma vez que o próprio consumidor irá produzir a energia que consome, não precisando comprá-la de uma grande distribuidora de energia.

Com o aumento de GD conectadas à rede de distribuição de energia, torna-se importante que os impactos causados por essa inserção sejam analisados. Afinal, a inserção de uma GD na rede pode causar impactos não favoráveis, como alterações nos níveis de tensão, mudanças no fluxo original da rede, perdas de energia, mudanças nos níveis de curto-circuito e problemas com a potência reativa.

O foco desta monografia foi na análise de uma situação prática apresentada através de um estudo de caso. Para tal análise, inicialmente foram apresentados dois cenários do alimentador CBA-CJI. No primeiro cenário, a rede possui apenas a SE e os consumidores finais e foram retiradas todas as GD e os RT, afim de que não houvesse nenhuma interferência na tensão da rede original. No segundo cenário, em um ponto escolhido por ser logo após o centro de cargas do alimentador, foi inserida uma UFV com capacidade de geração de 1 kW. Essa inserção ocasionou um aumento na tensão original da rede, fluxo reverso de potência ativa e diminuição de potência reativa no ponto da subestação e aumento nas perdas de energia do alimentador. Soluções para tais impactos são dadas através de manutenções na rede de distribuição de energia, através da troca dos condutores atuais por condutores mais robustos, que aguentem uma corrente mais elevada. Também através da inserção de RT e BC, afim de controlar as tensões e a potência reativa da rede.

Posteriormente, foi apresentada uma simulação de um SEP, realizada através de uma modelagem matemática para análise de fluxo de potência. Foram determinados valores de base e a partir deles, dimensionadas as características da rede. Para a análise do impacto da GD em um SEP, foram apresentados dois circuitos distintos. No primeiro, foi inserida uma SE e um ponto de consumo. Já no segundo, foi inserida uma SE, um ponto de consumo e uma GD. A

partir dos valores que foram calculados através de um *script* em Python utilizando a biblioteca *power-grid-model*, onde foi adotada uma tolerância de 10^{-6} , foi possível analisar os impactos causados à rede. No primeiro cenário, onde só existe a SE e a carga, acontece uma queda de tensão no ponto da carga e fluxo reverso de potência reativa no ponto da SE. Já no segundo cenário, a queda de tensão permanece no ponto da carga e também ocorre no ponto da GD, o fluxo reverso de potência reativa na SE permanece e a GD não consegue injetar potência na rede. Isso acontece porque a potência gerada pela GD é praticamente insignificante quando comparada a potência injetada pela SE. Quanto a queda de tensão e fluxo reverso da potência reativa, acontece porque a demanda da carga é menor do que a potência injetada na rede. Sendo assim, não existe compensação na rede entre carga e geração, causando impactos nestes cenários.

Vale ressaltar que os resultados são diferentes no estudo de caso, porque o ambiente do *Interplan* traz um alimentador real e com ramificações, não sendo um ambiente controlado. Já os circuitos analisados na modelagem matemática possuem um único curso, não possuindo ramificações e sendo em um ambiente controlado.

A partir desses estudos, foi possível destacar a importância das análises dos impactos causados pelas GD conectadas às redes de distribuição de energia. Torna-se necessário que as concessionárias de energia tenham um maior cuidado com as redes de distribuição, modificando-as para que tais impactos não prejudiquem os consumidores finais de energia elétrica. Será necessária adaptação por meio de condutores mais robustos, inserção de equipamentos de regulação e BC nas extensões dos alimentadores para oferecer uma energia de qualidade para os clientes.

Conforme mencionado, o circuito analisado através da modelagem matemática não sofreu grandes impactos por não possuir ramificações. Desta forma, recomenda-se para trabalhos futuros a modelagem matemática de um circuito com ramificações e com a inserção de transformadores para analisar os impactos que a GD tem sobre uma rede de distribuição de energia nesse cenário. Ainda como sugestão, pode-se substituir a barra de carga do modelo por uma que não seja puramente resistiva, desta forma, criando-se um novo cenário para análise.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Site da Absolar**, 2024. Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 13 mar. 2024.
- ALFONSO, Thais Oliveira da Silva. **Análise sistêmica do impacto da geração distribuída no sistema de distribuição de energia**. 2021. 149 f. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/221677>. Acesso em: 10 mar. 2024.
- ALMEIDA, Adriano Batista. **Um modelo unificado para análise de geração distribuída em sistemas de transmissão e distribuição**. 2015. 118 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015. Disponível em: https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/130/tese_almeida_2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 10 mar. 2024.
- ALMEIDA, G. L. S.; JOTA, P. R. S. Estudo da elevação de tensão em redes de distribuição de energia elétrica com alta concentração de geradores. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/505/505>. Acesso em: 05 de nov. 2024.
- ALMEIDA, Marcelo Araújo Ferreira. **Desenvolvimento e aplicação do método de Newton para solução de fluxo de carga em sistemas elétricos de potência - aplicação de controles e limites**. 2015. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Militar de Engenharia, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://bdex.eb.mil.br/jspui/bitstream/123456789/8236/1/A1%20Marcelo%20Andrade.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2024.
- ALMEIDA, Thales Hieron Soares de. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico *grid-tie* e *off-grid* para alimentação de energia elétrica do laboratório hidráulico do CCTA / UFCG**. 2018. 27 f. Tese (Mestrado em Sistemas Agroindustriais) - Universidade Federal de Campina Grande, Pombal, 2018. Disponível em: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/xmlui/bitstream/handle/riufcg/4375/THALES%20HIERON%20SOARES%20DE%20ALMEIDA%20%e2%80%93%20ARTIGO%20PPGSA%20PROFISSIONAL%202018.pdf?sequence=3&isAllowed=y>. Acesso em: 25 jun. 2024.
- ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST: Módulo 8 – qualidade do fornecimento de energia elétrica. 2021. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf. Acesso em: 05 nov. 2024.
- ANEEL. ANEEL regulamenta marco legal da Micro e Minigeração Distribuída. 2023. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 10 mar. 2024.
- ANEEL. Matriz elétrica brasileira alcança 200 GW. 2024. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: [https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw#:~:text=Atualmente%20as%20tr%C3%AAs%20maiores%20fontes,Mineral%20\(1%2C75%25\)](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw#:~:text=Atualmente%20as%20tr%C3%AAs%20maiores%20fontes,Mineral%20(1%2C75%25).). Acesso em: 13 mar. 2024.
- BARBOSA, Tiago de Moraes. **Metodologia Generalizada para Análise em Regime Permanente de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. 2014. 128 f. Dissertação

(Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014. Disponível em: <https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/931805>. Acesso em: 24 nov. 2024.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. 110 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/publico/DissertRicardoBenedito.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2024.

BORGES NETO, Manuel Rangel; CARVALHO, Paulo Cesar Marques de. Energia e Desenvolvimento. In BORGES NETO, Manuel Rangel; CARVALHO, Paulo Cesar Marques de. **Geração de Energia Elétrica – Fundamentos**. 1ª edição. São Paulo: Érica – Saraiva, 2012. P. 16-25.

COSTER, Edward. J. et al. Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids. **Proceedings of the IEEE**, Nova York, pág. 28-39, 2004.

COUTINHO, Matheus Dimanski. **Análise dos impactos da geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição de média tensão da UFES**. 2020. 90 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2020. Disponível em: https://repositorio.ifes.edu.br/bitstream/handle/123456789/639/TCC_Analise_Impactos_Geracao_Distribuida_Fotovoltaica.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 10 mar. 2024.

LEWANDOWSKI, Daniel Goulart. **Análise do impacto de geração distribuída na rede de distribuição**. 2023. 41 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, 2023. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/28818/Lewandowski_Goulart_Daniel_2023_TCC.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 05 nov. 2024.

DAX ENERGY. **Site da Dax Energy**, 2024. Produtos: Banco Capacitor Automático. Disponível em: <https://dax.energy/produtos/banco-de-capacitores-em-poste-automatico/>. Acesso em: 27 maio 2024.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier. **Geração distribuída no Brasil: Oportunidades e barreiras**. 2005. 143 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005. Disponível em: https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/2560/1/Disserta%20c3%a7%20c3%a3o_200529506.pdf. Acesso em: 13 mar. 2024.

ENERGÊS. **Site da Energês: Energia Solar**, 2023. Guia do Inversor Solar. Disponível em: <https://energes.com.br/inversor-solar/>. Acesso em: 07 nov. 2024.

ENERGIA TOTAL. **Site da Energia Total: Energia Solar**, 2024. Inversor Solar Solis 6kW - S6-GR1P6K. Disponível em: <https://www.energiatotal.com.br/inversor/on-grid/inversor-solar-6kw-solis-s6-g1p6k>. Acesso em: 20 jun. 2024.

FERREIRA, Rodrigo Alves. **Proteção de sistema de distribuição utilizando o software anafas**. 2021. 57 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Tocantins, Palmas, 2021. Disponível em: <https://umbu.uft.edu.br/bitstream/11612/2910/1/Rodrigo%20Alves%20Ferreira-TCC.pdf>. Acesso em: 27 maio 2024.

FICAP. **Fios e Cabos Nus de Alumínio para Linhas Aéreas Bare Aluminum Wires and Cables for Overhead Lines**. Divisão cabos energia. 63f. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/7994099/mod_resource/content/1/Tabela%20condutores.pdf. Acesso em: 03 nov. 2024.

FIUZA, Evandro Lúcio *et al.* Identificação de fatores associados à geração distribuída que afetam os custos e benefícios de uma empresa de distribuição de energia elétrica. **Brazilian Journal of Development**. Curitiba, v. 8, n. 6, p. 47761-47779, 31 maio 2022.

GEAR ELETRIC. **Site da Gear Eletric**, 2024. Produtos: Religador Automático. Disponível em: <https://gearelectric.com.br/religador-automatico/>. Acesso em: 27 maio 2024.

HARTBR. **Site da HartBR**, 2024. Produtos: Religador Monofásico Rocket-1. Disponível em: <https://hartbr.com/pt-br/religador-rocket-1/>. Acesso em: 27 maio 2024.

IDEC. **Site do IDEC**, 2024. O Setor: Como funciona o setor de energia elétrica no Brasil. Disponível em: <https://idec.org.br/edasaconta/o-setor>. Acesso em: 06 maio 2024.

ITB. **Site da ITB**, 2024. Produtos: Reguladores automáticos de tensão monofásicos. Disponível em: <https://itb.ind.br/produtos/reguladores-automaticos-de-tensao-monofasicos/>. Acesso em: 27 maio 2024.

ITB. **Site da ITB**, 2024. Produtos: Transformadores de distribuição monofásicos. Disponível em: <https://itb.ind.br/produtos/transformadores-de-distribuicao/transformadores-de-distribuicao-monofasicos/>. Acesso em: 27 maio 2024.

ITB. **Site da ITB**, 2024. Produtos: Transformadores de distribuição pedestal (PAD – Mounted). Disponível em: <https://itb.ind.br/produtos/transformadores-de-distribuicao/transformadores-de-distribuicao-pedestal-pad-mounted/>. Acesso em: 27 maio 2024.

ITB. **Site da ITB**, 2024. Produtos: Transformadores de distribuição trifásicos. Disponível em: <https://itb.ind.br/produtos/transformadores-de-distribuicao/transformadores-de-distribuicao-trifasicos/>. Acesso em: 27 maio 2024.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; MÉFFE, André. Alocação de Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição. **IEEE/PES T&D Latin America**. Nova York, 2004.

LUCCHESI, Felipe Cirolini *et al.* Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria. CBENS, Gramado, 17 a 20 abr. 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/73/73>. Acesso em: 06 mar. 2024.

LUIZ, Cicéli Martins. **Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico**. 2012. 154 f. Tese (Pós Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012. Disponível em: https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS-95QKB8/1/gd_mestrado_revisado_jun12.pdf. Acesso em: 06 mar. 2024.

MAMEDE, Daniel Ribeiro; MAMEDE FILHO, João. Proteção de Sistema de Distribuição. *In* MAMEDE, Daniel Ribeiro; MAMEDE FILHO, João. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2ª edição. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2020. P. 390-431.

MASSMANN, Juliana Costa; SILVA JÚNIOR, Dalmo Cardoso. Estudo de proteção em redes de distribuição para minimizar as frequências simples sustentadas. Caderno de Estudos em

Engenharia Elétrica, Juiz de Fora, v. 3, n.2, 2021. Disponível em: <https://seer.uniacademia.edu.br/index.php/eletrica/article/view/3062>. Acesso em: 27 maio 2024.

MATOS, Diogo M. B.; CATALÃO, João P. S. Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica. **International Conference on Engineering UBI2013**. Covilhã, 27 a 29 nov. 2013. Parte 1.

MITRATECH. **Site da MitraTech**, 2024. Energia solar como funciona. Disponível em: <https://mitratech.com.br/como-funciona-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 10 jun. 2024.

MOREIRA, José Roberto Simões. Princípio dos Geradores Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (GFVCR). In NAKANO, Álvaro; PACHECO, Cláudio Roberto de Freitas; GRIMONI, José Aquiles Baesso. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 2ª edição. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2021. P. 277-278.

OLESKOVICZ, Mário *et al.* Parameter Estimation for an Electric Power System Using Genetic Algorithms. **IEEE Latin America Transactions**, Nova York, v. 4, n. 1, p. 47-54, abr. 2006.

PEREIRA, Carlos Alberto Nogueira. **Alocação ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica**. 2009. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009. Disponível em: <https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/445804>. Acesso em: 27 maio 2024.

PEREIRA, Naron Xavier. **Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: Geração Distribuída VS Geração Centralizada**. 2019. 86 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Ambientais) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Sorocaba, 2019. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/f6c16661-fca3-4df7-bd82-37bf507e7d00/content>. Acesso em: 13 mar. 2024.

PORTAL SOLAR. **Site do Portal Solar**, 2024. Placa solar: modelos, onde comprar e o valor das placas solares. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/placa-solar>. Acesso em: 29 mar. 2024.

PORTAL SOLAR. **Site do Portal Solar**, 2024. Inversor solar: o que é, como funciona e como escolher. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/inversor-solar-o-que-e>. Acesso em: 29 mar. 2024.

QUANTUM CONTROLS. **Site do Quantum Controls**, 2024. What is a pwm inverter. Disponível em: <https://www.quantum-controls.co.uk/insights/faqs/what-is-a-pwm-inverter/>. Acesso em: 01 dez. 2024.

RASHID, Muhammad H. Conversores CC-CA. In RASHID, Muhammad H. **Eletrônica de Potência: Dispositivos, circuitos e aplicações**. 4ª edição. São Paulo: Pearson Education, 2014. P. 253-294.

SANTOS, Fernando Miguel Mamede, SANTOS, Fernando Antônio Mamede. Geração Distribuída versus centralizada. **Instituto Politécnico de Viseu**, Portugal, v. 35, p. 01-15, nov. 200º. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.19/350>. Acesso em: 07 de nov. 2024.

SIMONE, Gilio Aluisio. O Transformador no Desenvolvimento e na Aplicação da Energia Elétrica. In SIMONE, Gilio Aluisio. **Transformadores: Teoria e Exercícios**. 1ª edição. São Paulo: Érica – Saraiva, 2010. P. 22.

SILVA, Marcos Carneiro. **Planejamento a longo prazo em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1990. 196 f. Tese (Doutorado em Energia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1990. Disponível em: <https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/26345>. Acesso em: 06 maio 2024.

VIDAL, Adriana Lopes. **Energia solar no brasil: Geração distribuída nos setores comercial e industrial**. 2017. 57 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Ciências Econômicas) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/4710/1/Monografia%202017.1%20-%20Adriana%20Lopes%20Vidal.pdf>. Acesso em: 06 mar. 2024.

ANEXO A – Características do alimentador CBA-CJI separadas por fase

Tabela 17 – Tensão por fase na saída da SE.

GRANDEZA PERÍODO	TENSÃO (kV) FASE A	ÂNGULO (°)	TENSÃO (kV) FASE B	ÂNGULO (°)	TENSÃO (kV) FASE C	ÂNGULO (°)
MADRUGADA	11,97	30,00	11,97	-90,00	11,97	150,00
MANHÃ	11,97	30,00	11,97	-90,00	11,97	150,00
TARDE	11,97	30,00	11,97	-90,00	11,97	150,00
NOITE	11,97	30,00	11,97	-90,00	11,97	150,00

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 18 – Corrente por fase na saída da SE.

GRANDEZA PERÍODO	CORRENTE (A) FASE A	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A) FASE B	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A) FASE C	ÂNGULO (°)
MADRUGADA	28,50	-17,72	29,52	-145,97	27,84	94,51
MANHÃ	26,30	-20,44	28,16	-143,49	31,91	95,13
TARDE	28,19	-20,32	30,00	-143,63	34,21	95,15
NOITE	35,18	-17,62	37,52	-145,66	35,63	94,25

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 19 – Potências ativas e reativas por fase na saída da SE.

GRANDEZA PERÍODO	P (kW) FASE A	P (kW) FASE B	P (kW) FASE C	Q (kVAr) FASE A	Q (kVAr) FASE B	Q (kVAr) FASE C
MADRUGADA	187,58	183,41	173,68	59,95	89,35	82,8
MANHÃ	170,33	178,46	200,09	63,49	77,58	92,75
TARDE	182,68	189,95	214,55	67,65	83,12	99,35
NOITE	231,74	233,75	221,76	73,59	112,29	106,99

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 20 – Potência aparente e fator de potência por fase na saída da SE.

GRANDEZA PERÍODO	S (kVA) FASE A	S (kVA) FASE B	S (kVA) FASE C	FP FASE A	FP FASE B	FP FASE C
MADRUGADA	196,93	201,01	192,41	0,9525	0,899	0,9027
MANHÃ	181,78	194,59	220,55	0,9370	0,9171	0,9073
TARDE	194,81	207,34	236,44	0,9378	0,9161	0,9074
NOITE	243,14	259,32	246,22	0,9531	0,9014	0,9007

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 21 – Tensão por fase no trecho analisado.

GRANDEZA PERÍODO	TENSÃO (kV) FASE A	ÂNGULO (°)	TENSÃO (kV) FASE B	ÂNGULO (°)	TENSÃO (kV) FASE C	ÂNGULO (°)
MADRUGADA	11,83	30,00	11,83	-90,00	11,83	150,00
MANHÃ	11,84	30,00	11,82	-90,10	11,82	150,00
TARDE	11,83	30,00	11,81	-90,10	11,81	150,00
NOITE	11,79	30,00	11,79	-90,00	11,79	150,00

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 22 – Correntes por fase no trecho analisado.

GRANDEZA PERÍODO	CORRENTE (A) FASE A	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A) FASE B	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A) FASE C	ÂNGULO (°)
MADRUGADA	20,67	-17,71	24,07	-145,36	23,80	94,58
MANHÃ	19,56	-19,85	23,94	-143,48	28,03	95,05
TARDE	21,12	-19,72	25,68	-143,63	30,24	95,09
NOITE	28,20	-18,13	34,35	-144,88	34,20	94,66

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 23 – Potências ativas e reativas por fase no trecho analisado.

GRANDEZA PERÍODO	P (kW) FASE A	P (kW) FASE B	P (kW) FASE C	Q (kVAr) FASE A	Q (kVAr) FASE B	Q (kVAr) FASE C
MADRUGADA	134,69	148,64	146,70	42,73	70,64	69,59
MANHÃ	126,15	150,14	172,82	45,09	65,72	80,13
TARDE	136,28	160,77	186,23	48,30	70,91	86,21
NOITE	183,05	212,22	210,18	59,42	98,88	99,22

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 24 – Potência aparente e fator de potência por fase no trecho analisado.

GRANDEZA PERÍODO	S (kVA) FASE A	S (kVA) FASE B	S (kVA) FASE C	FP FASE A	FP FASE B	FP FASE C
MADRUGADA	141,30	164,57	162,37	0,9532	0,9032	0,9035
MANHÃ	133,96	163,90	190,50	0,9416	0,9161	0,9072
TARDE	144,58	175,72	205,21	0,9425	0,915	0,9075
NOITE	195,46	234,12	232,42	0,9511	0,9065	0,9043

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

ANEXO B – Características do alimentador CBA-CJI por fase após a inserção da UFV

Tabela 25 – Tensão por fase na saída da SE após a inserção da UFV.

GRANDEZA PERÍODO	TENSÃO (kV) FASE A	ÂNGULO (°)	TENSÃO (kV) FASE B	ÂNGULO (°)	TENSÃO (kV) FASE C	ÂNGULO (°)
MADRUGADA	11,97	30,00	11,97	-90,00	11,97	150,00
MANHÃ	11,97	30,00	11,97	-90,00	11,97	150,00
TARDE	11,97	30,00	11,97	-90,00	11,97	150,00
NOITE	11,97	30,00	11,97	-90,00	11,97	150,00

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 26 – Corrente por fase na saída da SE após a inserção da UFV.

GRANDEZA PERÍODO	CORRENTE (A) FASE A	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A) FASE B	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A) FASE C	ÂNGULO (°)
MADRUGADA	28,07	-18,30	29,15	-146,64	27,46	93,81
MANHÃ	31,33	-137,46	32,20	107,13	32,07	-6,79
TARDE	30,47	-134,45	31,72	110,29	31,69	-2,84
NOITE	34,76	-18,08	37,15	-146,18	35,25	93,69

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 27 – Potências ativas e reativas por fase na saída da SE após a inserção da UFV.

GRANDEZA PERÍODO	P (kW) FASE A	P (kW) FASE B	P (kW) FASE C	Q (kVAr) FASE A	Q (kVAr) FASE B	Q (kVAr) FASE C
MADRUGADA	184,21	180,04	170,30	60,93	90,33	83,78
MANHÃ	-159,53	-151,40	-132,76	146,41	163,10	177,51
TARDE	-147,47	-140,05	-118,76	150,32	168,60	183,97
NOITE	228,36	230,37	218,37	74,56	113,27	107,96

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 28 – Potência aparente e fator de potência por fase na saída da SE após a inserção da UFV.

GRANDEZA PERÍODO	S (kVA) FASE A	S (kVA) FASE B	S (kVA) FASE C	FP FASE A	FP FASE B	FP FASE C
MADRUGADA	194,02	201,43	189,80	0,9494	0,8938	0,8973
MANHÃ	216,53	222,54	221,66	0,7368	0,6803	0,5989
TARDE	210,58	219,18	218,97	0,7003	0,6390	0,5423
NOITE	240,22	256,71	243,60	0,9506	0,8974	0,8964

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 29 – Tensão por fase no trecho analisado após a inserção da UFV.

GRANDEZA PERÍODO	TENSÃO (kV) FASE A	ÂNGULO (°)	TENSÃO (kV) FASE B	ÂNGULO (°)	TENSÃO (kV) FASE C	ÂNGULO (°)
MADRUGADA	11,83	30,00	11,83	-90,00	11,83	150,00
MANHÃ	12,02	30,70	12,00	-89,30	12,02	150,80
TARDE	12,01	30,70	11,99	-89,30	12,01	150,80
NOITE	11,80	30,00	11,80	-90,00	11,80	150,00

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 30 – Correntes por fase no trecho analisado após a inserção da UFV.

GRANDEZA PERÍODO	CORRENTE (A) FASE A	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A) FASE B	ÂNGULO (°)	CORRENTE (A) FASE C	ÂNGULO (°)
MADRUGADA	28,07	-18,30	29,15	-146,64	27,46	93,81
MANHÃ	31,33	-137,46	32,20	107,13	32,07	-6,79
TARDE	30,47	-134,45	31,72	110,29	31,69	-2,84
NOITE	34,76	-18,08	37,15	-146,18	35,25	93,69

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 31 – Potências ativas e reativas por fase no trecho analisado após a inserção da UFV.

GRANDEZA PERÍODO	P (kW) FASE A	P (kW) FASE B	P (kW) FASE C	Q (kVAr) FASE A	Q (kVAr) FASE B	Q (kVAr) FASE C
MADRUGADA	131,37	145,32	143,38	43,74	71,64	70,59
MANHÃ	-205,45	-181,57	-159,01	128,76	149,84	164,33
TARDE	-195,22	-170,86	-145,52	132,00	155,08	170,46
NOITE	179,74	208,90	206,86	60,42	99,89	100,23

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

Tabela 32 – Potência aparente e fator de potência por fase no trecho analisado após a inserção da UFV.

GRANDEZA PERÍODO	S (kVA) FASE A	S (kVA) FASE B	S (kVA) FASE C	FP FASE A	FP FASE B	FP FASE C
MADRUGADA	138,46	162,02	159,81	0,9488	0,8969	0,8972
MANHÃ	242,46	235,41	228,66	0,8473	0,7713	0,6954
TARDE	235,66	230,75	224,13	0,8284	0,7405	0,6493
NOITE	189,62	231,55	229,86	0,9479	0,9022	0,8999

Fonte: Adaptada do *Interplan* (2024).

ANEXO C – Tabela Swan para cabos CAA4

Tabela 33 – Características do cabo CAA4 Swan.

Código	Bitola (AWG)	Nº de fios	Resistência C.A. 75°C (ohm/km)	Reatância Indutiva (ohm/km)
SWAN	4	6/1	1,712	0,4537

Fonte: FICAP (2024).