

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

PEDRO HENRIQUE CRISTOFOLINI

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA REVERSÃO DE FLUXO EM REGULADORES DE
TENSÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DE MÉDIA TENSÃO

CURITIBA
2025

PEDRO HENRIQUE CRISTOFOLINI

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA REVERSÃO DE FLUXO EM REGULADORES DE
TENSÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DE MÉDIA TENSÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica,
Setor de Tecnologia da Universidade Federal do
Paraná, como requisito à obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Cleverson Luiz da Silva Pinto

TERMO DE APROVAÇÃO

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus familiares, por sempre acreditarem em mim e por me darem forças nos momentos de dúvida. Sem o suporte e a confiança de vocês, tudo seria mais difícil.

À minha noiva Emeli, pelo apoio incondicional, paciência e incentivo em todos os momentos dessa trajetória. Sua presença constante foi fundamental para que eu me mantivesse firme até aqui.

Aos meus amigos, que compartilharam comigo os desafios e as conquistas. Obrigado por estarem ao meu lado, dividindo experiências e tornando essa caminhada mais leve e significativa.

E, por fim, expresso minha gratidão à Universidade Federal do Paraná e aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica por todo o conhecimento e oportunidades oferecidas ao longo da minha formação.

RESUMO

O avanço da geração distribuída fotovoltaica no Brasil tem promovido mudanças significativas na operação dos sistemas elétricos de potência, sobretudo nas redes de média tensão. Este trabalho analisa os impactos da reversão de fluxo de potência nos reguladores de tensão, equipamento amplamente utilizado para o controle da qualidade da energia elétrica nos alimentadores de distribuição. Utilizando simulações no *software OpenDSS*, foi modelado um alimentador típico submetido a diferentes cenários operacionais, incluindo o regime tradicional unidirecional e a operação bidirecional causada pela injeção de potência excedente de sistemas fotovoltaicos. Foram avaliados indicadores como número de comutações e condições de *runaway* dos reguladores. Os resultados demonstram que a presença de fluxo reverso pode comprometer a estabilidade do sistema, aumentar o desgaste dos equipamentos e reduzir a efetividade do controle de tensão. O estudo reforça a necessidade de adequação dos reguladores às novas demandas impostas pela transição energética e aponta direções para o aprimoramento do planejamento e operação das redes de distribuição.

Palavras-chave: Geração distribuída; fluxo reverso de potência; reguladores de tensão; OpenDSS; redes de distribuição.

ABSTRACT

The growth of distributed photovoltaic Generation in Brazil has led to significant changes in the operation of electric power systems, particularly in medium-voltage distribution networks. This study analyzes the impacts of power flow reversal on voltage regulators, a key device used to ensure power quality along distribution feeders. Using simulations in the OpenDSS software, a typical feeder was modeled under different operational scenarios, including the traditional unidirectional regime and the bidirectional operation resulting from surplus photovoltaic power injection. Key indicators such as the number of tap changes and runaway conditions were evaluated. The results show that reverse power flow can compromise system stability, accelerate equipment wear, and reduce the effectiveness of voltage control. The study highlights the need to adapt voltage regulators to the demands imposed by the energy transition and points to directions for improving distribution network planning and operation.

Keywords: Distributed Generation; reverse power flow; voltage regulators; OpenDSS; distribution networks.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – POTÊNCIA INSTALADA EM MW DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO AO LONGO DOS ANOS	16
FIGURA 2 – EVOLUÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA DO SEP COM O CRESCIMENTO DA GDFV NA CALIFÓRNIA (GW)	17
FIGURA 3 – PREVISÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO DO SIN DURANTE 24H EM MARÇO DE 2028	18
FIGURA 4 – ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	22
FIGURA 5 – MAPA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL BRASILEIRO EM DEZEMBRO DE 2023	24
FIGURA 6 – DIAGRAMA UNIFILAR DO MODELO EQUIVALENTE Π PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO	26
FIGURA 7 – DIAGRAMA UNIFILAR DO CENÁRIO TRADICIONAL DO FLUXO DE POTÊNCIA	28
FIGURA 8 – DIAGRAMA UNIFILAR DO CENÁRIO COM FLUXO REVERSO DE POTÊNCIA	29
FIGURA 9 – ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO OPENDSS	31
FIGURA 10 – MODELO DE SINTAXE DE PROGRAMAÇÃO DO OPENDSS E EXEMPLO DE APLICAÇÃO	32
FIGURA 11 – REPRESENTAÇÃO DA BARRA COM N NÓS	32
FIGURA 12 – REPRESENTAÇÃO DO TERMINAL DE UM ELEMENTO COM N CONECTORES	33
FIGURA 13 – REPRESENTAÇÃO DE UM ELEMENTO DE TRANSPORTE DE ENERGIA COM N TERMINAIS	33
FIGURA 14 – REPRESENTAÇÃO DE UM ELEMENTO DE CONVERSÃO DE ENERGIA COM N CONECTORES	34
FIGURA 15 – EXEMPLO DE CÓDIGO DO ELEMENTO TRANSFORMER NO OPENDSS	35
FIGURA 16 – EXEMPLO DE CÓDIGO DO ELEMENTO REGCONTROL ASSOCIADO AO TRANSFORMADOR NO OPENDSS	36
FIGURA 17 – EXEMPLO DE CÓDIGO DO ELEMENTO LINECODE NO OPENDSS	36
FIGURA 18 – EXEMPLO DE CÓDIGO DO ELEMENTO LINE NO OPENDSS	37
FIGURA 19 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO FUNCIONAMENTO DO GERADOR	

FOTOVOLTAICO NO OPENDSS	37
FIGURA 20 – DIAGRAMA DE FUNCIONAMENTO DO REGULADOR DE TENSÃO MONOFÁSICO	39
FIGURA 21 – DIAGRAMA DE FUNCIONAMENTO DO REATOR DEMONSTRANDO O CENTER TAP	41
FIGURA 22 – ESQUEMA DO DIVISOR DE TENSÃO NO REATOR	41
FIGURA 23 – MODELO DO TRANSFORMADOR EM FASE	42
FIGURA 24 – MODELO DO TRANSFORMADOR EM FASE NO MODELO Π	42
FIGURA 25 – VISTA EXTERNA DO REGULADOR DE TENSÃO MONOFÁSICO DA FABRICANTE ITB	44
FIGURA 26 – DIAGRAMA INTERNO DO REGULADOR DE TENSÃO MONOFÁSICO DA FABRICANTE ITB	45
FIGURA 27 – DIAGRAMA DE FUNCIONAMENTO DO REGULADOR DE TENSÃO COM LDC	46
FIGURA 28 – PARAMETRIZAÇÃO DA TENSÃO DE REFERÊNCIA, TEMPORIZAÇÃO E LARGURA DE FAIXA DO REGULADOR DE TENSÃO	47
FIGURA 29 – PROJEÇÃO DO DESGASTE DOS CONTATOS DO REGULADOR DE TENSÃO	48
FIGURA 30 – CONEXÃO TRIFÁSICA DO BRT EM CONFIGURAÇÃO DELTA ABERTO	49
FIGURA 31 – CONEXÃO TRIFÁSICA DO BRT EM CONFIGURAÇÃO DELTA FECHADO	49
FIGURA 32 – CONEXÃO TRIFÁSICA DO BRT EM CONFIGURAÇÃO ESTRELA ATERRADO	50
FIGURA 33 – VISTA EXTERNA DO CONTROLADOR PARA BRT'S MODELO CTR-3 DA FABRICANTE ITB	51
FIGURA 34 – ESQUEMA DO FUNCIONAMENTO DO REGULADOR EM MODO DE COGERAÇÃO	52
FIGURA 35 – TOPOLOGIA DO ALIMENTADOR MODELADO NO OPENDSS	54
FIGURA 36 – PERFIL DE TENSÃO DO ALIMENTADOR MODELADO NO OPENDSS	54
FIGURA 37 – CURVA DE CARGA RESIDENCIAL APLICADO A SIMULAÇÃO TEMPORAL	56
FIGURA 38 – CURVA DE CARGA COMERCIAL APLICADO A SIMULAÇÃO TEMPORAL	56

FIGURA 39 – CURVA DE CARGA INDUSTRIAL APLICADO A SIMULAÇÃO TEMPORAL.....	56
FIGURA 40 – CURVA DE GERAÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA APLICADO A SIMULAÇÃO TEMPORAL.....	57
FIGURA 41 – GRÁFICO DA RELAÇÃO DA GD COM O COMPORTAMENTO DO BRT NO MODO UNIDIRECIONAL.....	60
FIGURA 42 – GRÁFICO DOS RESULTADOS ESPERADOS DA RELAÇÃO DA GD COM O COMPORTAMENTO DO BRT NO MODO BIDIRECIONAL	62
FIGURA 43 – GRÁFICO DOS RESULTADOS OBTIDOS DA RELAÇÃO DA GD COM O COMPORTAMENTO DO BRT NO MODO BIDIRECIONAL	64
FIGURA 44 – ANÁLISE DE COMUTAÇÃO DO BRT AO LONGO DO DIA SEM GD	66
FIGURA 45 – ANÁLISE DE COMUTAÇÃO DO BRT AO LONGO DO DIA COM GD INTERMEDIÁRIA	67
FIGURA 46 – ANÁLISE DE COMUTAÇÃO DO BRT AO LONGO DO DIA COM GD INTENSA.....	68

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – MARCOS LEGAIS RELEVANTES PARA O INCENTIVO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	15
TABELA 2 – NÍVEIS DE TENSÃO DELIMITADOS PELA ANEEL NO MÓDULO 08 DO PRODIST PARA CONSUMIDORES CONECTADOS EM MÉDIA TENSÃO	19
TABELA 3 – PARÂMETROS DO ELEMENTO TRANSFORMER NO OPENDSS	34
TABELA 4 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE CONTROLE REGCONTROL NO OPENDSS.....	35
TABELA 5 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE LINECODE NO OPENDSS.....	36
TABELA 6 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE LINE NO OPENDSS	37
TABELA 7 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE PVSYSYSTEM NO OPENDSS	38
TABELA 8 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE MONITOR NO OPENDSS	38
TABELA 9 – LEGENDA DOS INDICATIVOS DO REGULADOR DE TENSÃO MONOFÁSICO DA ITB	45
TABELA 10 – CARACTERÍSTICAS DO ALIMENTADOR MODELO NO OPENDSS	53
TABELA 11 – RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA NO BRT NO MODO UNIDIRECIONAL	58
TABELA 12 – RESULTADOS ESPERADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA NO BRT NO MODO BIDIRECIONAL.....	61
TABELA 13 – RESULTADOS OBTIDOS DO FLUXO DE POTÊNCIA NO BRT NO MODO BIDIRECIONAL	64
TABELA 12 – COMPARAÇÃO DA QUANTIDADE DE COMUTAÇÕES DO BRT POR CENÁRIO DE SIMULAÇÃO	68

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BRT	Banco Regulador de Tensão
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. CONTEXTO	14
1.2. OBJETIVOS	21
1.2.1. Objetivos Gerais	21
1.2.2. Objetivos Específicos	21
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	22
2.1. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	22
2.2. O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	23
2.3. FLUXO DE POTÊNCIA	25
2.4. FLUXO REVERSO DE POTÊNCIA.....	28
2.5. SOFTWARE OPENDSS.....	30
2.5.1. Histórico	30
2.5.2. Estrutura organizacional	31
2.5.3. Sintaxe	31
2.5.4. Elementos Básicos	32
2.5.4.1. Barra.....	32
2.5.4.2. Terminal	32
2.5.4.3. Elementos de transporte de energia (PD)	33
2.5.4.4. Elementos de conversão de energia (PC).....	34
2.5.4.5. Transformador	34
2.5.4.6. Regulador de tensão	35
2.5.4.7. Linha.....	36
2.5.4.8. Gerador fotovoltaico	37
2.5.4.9. Monitor	38
2.6. EQUIPAMENTOS DO SEP	38
2.6.1. Regulador de tensão	38
2.6.1.1. Modelagem matemática	41
2.6.1.2. Aspectos construtivos.....	43

	13
2.6.1.3. Possibilidade de conexão	48
2.6.1.3.1. Conexão em delta aberto	48
2.6.1.3.2. Conexão em delta fechado.....	49
2.6.1.3.3. Conexão em estrela aterrado	50
2.6.1.4. Controlador para BRT's.....	50
2.6.1.5 Modos de operação.....	51
2.6.1.5.1 Unidirecional.....	51
2.6.1.5.2 Bidirecional.....	52
2.6.1.5.3 Cogeração.....	52
3. METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO	53
3.1. ALIMENTADOR MODELADO NO <i>OPENDSS</i>	53
3.2. CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO.....	55
3.2.1. Simulações estáticas.....	55
3.2.2. Simulações temporais	55
4. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS.....	58
4.1. CENÁRIO DE SIMULAÇÃO ESTÁTICO COM BRT UNIDIRECIONAL...58	
4.2. CENÁRIO DE SIMULAÇÃO ESTÁTICO COM BRT BIDIRECIONAL.....61	
4.2.1. Resultados esperados para simulação estática com BRT bidirecional ...61	
4.2.2. Resultados obtidos para simulação estática com BRT bidirecional.....63	
4.3. CENÁRIO DE SIMULAÇÃO TEMPORAL	65
4.3.1. Cenário 1 – Sem GD	65
4.3.2. Cenário 2 – com 50% de GD.....	66
4.3.3. Cenário 3 – com 100% de GD.....	67
4.3.4. Resultados	68
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	70
5.1. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	70
5.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	70
REFERÊNCIAS	70
APÊNDICE 1 – CÓDIGO DO ALIMENTADOR NO OPENDSS	73

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTO

Os sistemas elétricos de potência foram concebidos, inicialmente, com uma estrutura baseada na centralização da geração de energia para atender as demandas dos centros consumidores por meio de uma operação consolidada e previsível. Esse modelo centralizado favoreceu o desenvolvimento de metodologias que consideram fluxos de energia direcionados de forma clara e unidirecional.

Nesse contexto, o modelo tradicional da operação do sistema elétrico de potência (SEP) ocorre, de forma unidirecional, ou seja, o fluxo de potência flui no sentido das fontes para as cargas definindo, de forma simples, o contexto clássico de fluxo de carga. Nesse sentido, é possível definir o funcionamento do modelo tradicional do SEP em barras de geração (PV) representando as grandes e afastadas unidades geradoras que mantêm a tensão controlada e geram potência aparente e as barras de carga (PQ) representando os pontos onde estão conectadas as cargas, que consomem potência aparente. Nesse cenário, o fluxo de potência sempre vai das barras de geração para as barras de carga, o que reflete o modelo tradicional dos sistemas de potência, com grandes geradores centralizados gerando energia para suprir o consumo dos centros consumidores. (MONTICELLI, 1983).

Ainda, como Monticelli aborda, a direção desse fluxo de potência é previsível, partindo das barras PV e seguindo em direção às barras PQ, o que contrasta com a nova realidade do SEP moderno que descentraliza as grandes unidades geradoras e as aproxima dos centros de consumo de energia elétrica, principalmente com a inserção da geração distribuída (GD), (LEÃO, 2017).

A principal razão que desencadeou o surgimento do novo modelo de gestão e operação do SEP, foi o empoderamento dos consumidores que passaram de clientes passivos para potenciais clientes ativos conectados ao sistema de distribuição de energia elétrica, conforme destaca Gil (2019):

A transição dos consumidores passivos para ativos está fortemente relacionada com o avanço da geração distribuída e a integração de tecnologias renováveis no sistema elétrico, alterando o papel tradicional das distribuidoras e incentivando uma nova dinâmica de gestão do SEP (Gil, 2019, p. 45).

Nesse contexto de empoderamento dos consumidores e transformação do setor, os marcos legais das políticas de Geração Distribuída no Brasil foram fundamentais para consolidar essa transição. De forma indireta, o primeiro marco legal

surge com a instituição da ANEEL em 1996 com a Lei nº 9.247, que buscava reduzir as tarifas de uso dos sistemas de Distribuição e Transmissão de energia elétrica. Já a Resolução Normativa ANEEL nº 482, criada em 2012, estabeleceu as condições para o acesso de microgeração e minigeração aos sistemas de distribuição, além de implementar o sistema de compensação de energia elétrica. Entretanto, foi a criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD) em 2015 que impulsionou significativamente o crescimento da energia solar fotovoltaica (SILVA, 2018).

Na tabela 1, são apresentados os marcos legais da geração distribuída em ordem cronológica.

TABELA 1 – MARCOS LEGAIS RELEVANTES PARA O INCENTIVO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

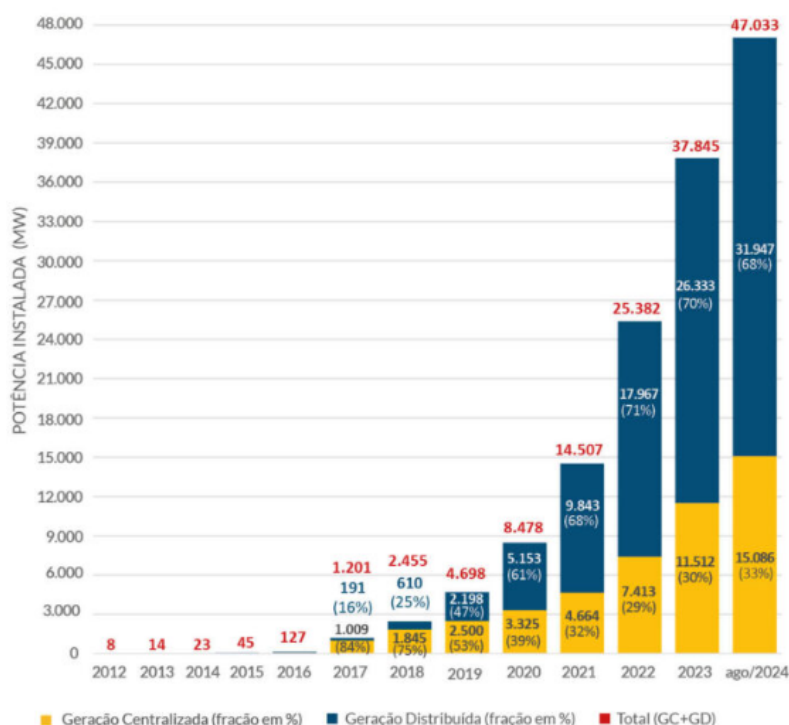
Política	Ano	Ênfase
Lei Nº 10.848/2004	2004	Introduziu o conceito de geração distribuída e instituiu a realização de leilões para contratação de geração centralizada (GC)
Decreto Nº 5.163/2024	2004	Regulamentou a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorização de geração de energia elétrica
Resolução Normativa ANEEL 482	2012	Instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica permitindo que consumidores conectassem sistemas de geração distribuída (GD) e compensassem a energia injetada na rede.
Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015	2015	Ampliou o limite de potência para microgeração (até 75 kW) e minigeração (até 5 MW), além de facilitar o processo de conexão. Introduziu a geração compartilhada e o autoconsumo remoto.
Convênio ICMS 130/2017	2017	Estabeleceu a isenção de ICMS para a energia excedente gerada e injetada na rede por sistemas de MMGD em diversos estados brasileiros.
Resolução Normativa ANEEL nº 819/2018	2019	Criou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD) para promover políticas de incentivo à GD, como linhas de crédito e mecanismos de financiamento para projetos renováveis.
Linhas de Financiamento BNDES	2020	O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) ofereceu novas linhas de financiamento para projetos de micro e minigeração distribuída, com foco em energia solar fotovoltaica.
Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021	2021	Consolida regras e procedimentos para o serviço público de distribuição de energia elétrica. Essa resolução abordou diversos aspectos da GD, incluindo a questão do fluxo de energia e sua interação com o sistema elétrico.

Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da Geração Distribuída)	2022	Estabeleceu o marco legal da MMGD, garantindo a manutenção do modelo de compensação de energia até 2045 para os projetos conectados até 2022, e definiu regras de transição para novos projetos.
Isenção de PIS/Cofins para Energia Solar (Lei nº 14.385/2022)	2023	Implementou a isenção de PIS/Cofins para energia solar, incluindo os sistemas de MMGD, reduzindo o custo de implantação e aumentando a viabilidade econômica dos projetos.
Alteração da Resolução Normativa nº 1.000/2021	2024	Definiu as dispensas do estudo de inversão de fluxo por parte das concessionárias para cenários especificados da microgeração

FONTE: Adaptado de SILVA, 2021.

Atualmente, frente aos incentivos fiscais e suportes regulatórios, o crescimento da geração de energia elétrica, principalmente a solar fotovoltaica, tornou-se tão expressivo que, segundo dados publicados em agosto de 2024 pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), o Brasil possui 47.033 MW de potência instalada entre geração centralizada fotovoltaica (GCFV) e geração distribuída fotovoltaica (GDFV), representando atualmente 19,8% da matriz elétrica brasileira. O crescimento exponencial da utilização dessas fontes de geração de energia é mostrado na figura 1.

FIGURA 1 – POTÊNCIA INSTALADA EM MW DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICO AO LONGO DOS ANOS

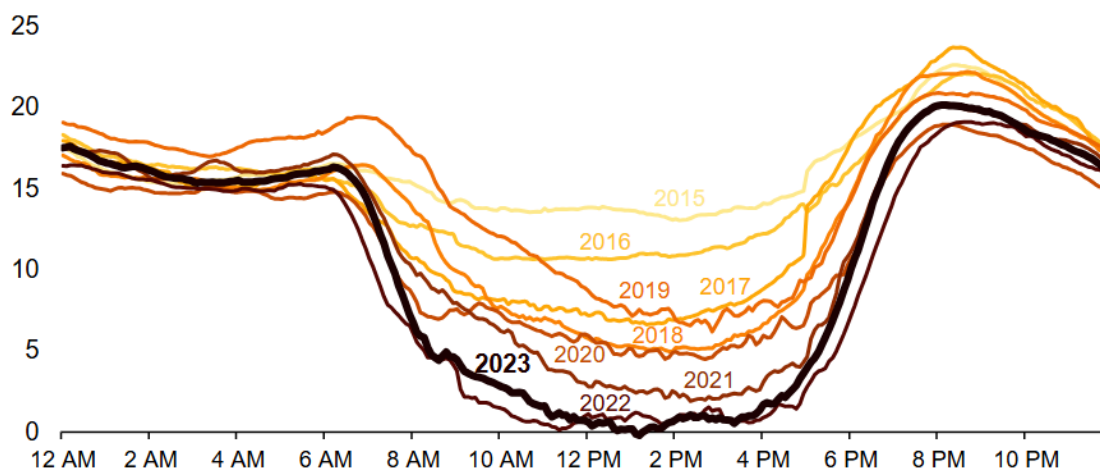


FONTE: ABSOLAR (2025).

E diante do crescimento exponencial da GDFV, novos desafios surgiram para o SEP. Um desses desafios é o aparecimento do fenômeno do fluxo reverso de potência, que ocorre quando a energia gerada pelos sistemas de geração distribuída, principalmente a fotovoltaica, excede o consumo local e é injetada de volta na rede de distribuição. Esse processo de injeção de potência na rede muitas vezes torna-se vantajoso para o SEP, uma vez que alivia o consumo de energia local e diminui perdas técnicas ao longo do alimentador (ALVES; RAMOS, 2024).

Entretanto, o aumento da injeção da GDFV na rede, que geralmente são caracterizados como fontes de energia não despacháveis, ou seja, são fontes cujo fornecimento de energia não pode ser controlado de acordo com a demanda de potência do sistema, apresentam sua curva de geração diária mutável, principalmente influenciada pelas variáveis climáticas que auxiliam na grande variação de demanda de potência do SEP ao longo do dia. Assim, o crescimento da geração fotovoltaica não despachável junto ao perfil de consumo de potência atual tende a assumir o comportamento representado na figura 2, conhecida como curva do pato que demonstra e exemplifica o histórico anual das curvas de carga do estado da Califórnia ao longo do dia com a crescente exponencial da GDFV, onde a injeção da geração fotovoltaica supre a demanda energética interna, aliviando o SEP durante o período diurno, porém deixando de atender a demanda de potência no período noturno, estressando o SEP na transição entre os períodos diurno e noturno, como representado na figura 2 pela rampa ascendente das 5 a 7 PM.

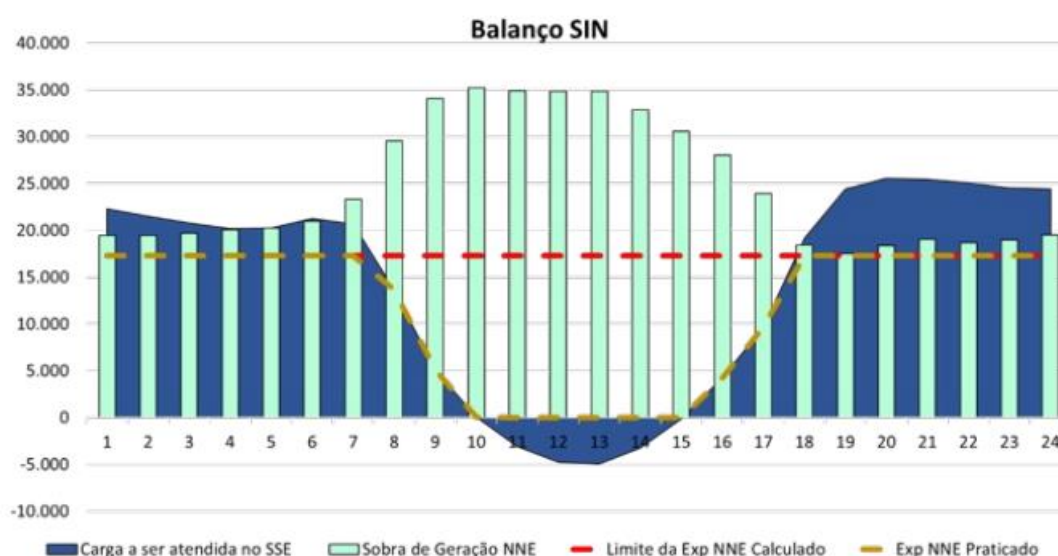
FIGURA 2 – EVOLUÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA DO SEP COM O CRESCIMENTO DA GDFV NA CALIFÓRNIA (GW)



FONTE: U.S. Energy Information Administration (EIA) (2023).

No Brasil, de acordo com o Plano de Operação Elétrico de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) de 2023, ciclo 2024-2028, disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que objetiva avaliar o desempenho do Sistema Interligado Nacional (SIN) em um horizonte de 5 anos, estima-se que a capacidade instalada de Geração centralizada (GC) e mini e microgeração distribuída (MMGD) fotovoltaica atinja aproximadamente 60 GW em 2027, representando 24,3% da matriz elétrica. Ainda, o PAR/PEL (2023) enfatiza os desafios enfrentados pelo SIN na gestão do balanço energético no período de médio prazo devido ao rápido crescimento da GDFV não despacháveis, principalmente pela sua capacidade de geração de energia elétrica no período diurno. Dessa forma, diante do horizonte de estudos realizados pelo PAR/PEL 2023, o balanço energético do SIN entre o corredor que conecta as regiões Norte/Nordeste com a Sul/Sudeste/Centro-Oeste, durante um período de 24 horas para o mês de março de 2028, tende a apresentar sobras de geração de energia, principalmente nas regiões Norte/Nordeste, conforme figura 3.

FIGURA 3 – PREVISÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO DO SIN DURANTE 24H EM MARÇO DE 2028



FONTE: Plano de Operação Elétrico de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL) (2023).

Nesse contexto, a inserção da GDFV vem alterando a dinâmica tradicional do SEP devido ao aparecimento do fluxo reverso em trechos do sistema de distribuição que ganha notoriedade em virtude ao impacto significativo que pode causar nos equipamentos conectados na rede, como transformadores, reguladores de tensão e dispositivos de proteção, que não foram projetados para lidar com essa inversão de fluxo (LEÃO, 2017; GIL, 2019) e conforme destaca Dias (2019):

A GD pode causar impactos na rede de distribuição da concessionária de energia elétrica, principalmente se a penetração for elevada. A rede convencional, concebida tipicamente como radial alimentado por geração centralizada, suporta determinada quantidade de GD sem a necessidade de alterações, porém à medida que os níveis de geração aumentam são necessários mudanças para que a rede se adeque a nova configuração estabelecida (Dias, 2019, p. 45).

Tais impactos implicam diretamente na qualidade do fornecimento de energia elétrica, uma vez que a injeção de potência excedente na rede pode causar o desequilíbrio de tensão e ocasionar problemas para os consumidores conectados. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), estabelece diretrizes sobre a qualidade do fornecimento de energia, especialmente no módulo 08 do PRODIST (2021) que trata especificamente dos indicadores de qualidade de tensão que devem ser mantidos pelas concessionárias para garantir um serviço adequado aos consumidores. Entre esses indicadores, destaca-se o controle da variação de tensão, que deve permanecer dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL para garantir o funcionamento adequado dos equipamentos elétricos, conforme apresentado pela tabela 2 que mostra os níveis delimitados em PU pela ANEEL para consumidores conectados em média tensão.

TABELA 2 – NÍVEIS DE TENSÃO DELIMITADOS PELA ANEEL NO MÓDULO 08 DO PRODIST PARA CONSUMIDORES CONECTADOS EM MÉDIA TENSÃO

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

FONTE: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, PRODIST, ANEEL (2021).

Assim, devido às flutuações de tensão presentes nos alimentadores causadas pela variação do consumo e geração de energia ao longo do dia e à necessidade de manter os níveis adequados de tensão, conforme delimitado pela ANEEL, as concessionárias de energia elétrica utilizam diversos equipamentos com características e configurações específicas para exercer o controle de tensão ao longo do sistema. Entre os equipamentos mais utilizados estão os bancos de capacitores, que são instalados para corrigir o fator de potência e melhorar a eficiência energética,

reduzindo perdas e o regulador de tensão, foco deste trabalho, que ajusta automaticamente a tensão, assegurando que ela permaneça dentro de limites aceitáveis estabelecidos (COSTA, 2019).

Esses elementos geralmente estão presentes no sistema de distribuição de energia elétrica de média tensão, que tem característica radial e é composto por alimentadores, que partem das subestações até os consumidores finais. Esses alimentadores geralmente operam em tensões entre 13,8 kV e 34,5 kV, distribuindo energia para áreas urbanas e rurais. Ao longo desses alimentadores estão conectados transformadores, que reduzem a tensão para níveis adequados ao consumo local. Além dos transformadores, o sistema inclui diversos dispositivos de proteção, como disjuntores, seccionadores e religadores automáticos, que são responsáveis por isolar falhas e garantir a continuidade do serviço com o menor impacto possível. Outro elemento importante são os bancos de reguladores de tensão instalados estrategicamente ao longo do alimentador para estabilizar a tensão em diferentes pontos do sistema, compensando variações causadas pela demanda energética ou pela injeção de potência por fontes de geração distribuída (GD).

Dessa forma, com o aumento da injeção da GD, principalmente a fotovoltaica, esses sistemas enfrentam uma nova dinâmica. A variação intermitente na produção de energia dessas fontes pode resultar em flutuações de tensão, sobrecarregando os reguladores de tensão ao exigir ajustes mais frequentes, além de, com a entrada excessiva de potência via GD, pode alterar a direção do fluxo de potência no alimentador e desencadear o fenômeno do fluxo reverso de potência, impactando a operação dos reguladores de tensão, que precisam lidar com fluxos bidirecionais.

Neste caso, como enfatiza Costa (2019), os principais desafios enfrentados pelos reguladores de tensão instalados nos alimentadores de média tensão sob efeitos da injeção excessiva da GDFV são:

- I. Aumento significativo no número de comutações do equipamento para regulação de tensão, assim, diminuindo sua vida útil;
- II. Falhas na regulação de tensão devido à inversão de fluxo de potência, podendo elevar ou agravar níveis críticos de tensão;
- III. Perda da capacidade de regulação de tensão e entrada nas condições de *runaway*.

Diante disso, é possível observar que a matriz elétrica brasileira está transicionando e expandindo de forma descentralizada, possibilitando maior

autonomia aos consumidores, que por sua vez, trazem desafios ao sistema elétrico de potência e estes necessitam de estudos constantes que buscam soluções que objetivam cada vez mais otimizar, efficientizar e aumentar os níveis de qualidade de uma das matérias primas mais vital atualmente; a eletricidade. Assim como evidencia o Plano de Operação Elétrico de Médio Prazo do SIN (2024):

Portanto, flexibilidade é a palavra de ordem para o novo setor elétrico que se apresenta. Viabilizar instrumentos de flexibilidade considerando os recursos centralizados, distribuídos e o empoderamento do consumidor, bem como a contribuição do sistema de transmissão, é a linha mestra em que todos os agentes setoriais devem direcionar suas ações (PAR/PEL, 2024, p. 35).

Portanto, torna-se fundamental compreender os impactos que o fenômeno do fluxo reverso de potência pode causar sobre os equipamentos da rede, em especial os reguladores de tensão. Assim, este trabalho propõe-se a analisar, por meio de simulações computacionais utilizando o *software OpenDSS*, os efeitos desse novo regime de operação sobre os reguladores de tensão em redes de média tensão, buscando identificar suas limitações e propor subsídios técnicos que possam contribuir com a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica e a adaptação das redes ao novo paradigma energético descentralizado.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivos Gerais

Realizar uma análise detalhada dos impactos do fluxo reverso de potência nos reguladores de tensão conectados na rede de distribuição de energia elétrica de média tensão com a influência de geração distribuída fotovoltaica, utilizando o *software OpenDSS*.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Revisar a bibliografia acerca dos métodos de operação dos reguladores de tensão e seu comportamento diante do fluxo reverso de potência;
- Definir e ajustar um modelo de alimentador no *software OpenDSS*;
- Validar as condições de operação do sistema modelado no *software OpenDSS*;
- Realizar simulações no *OpenDSS* com diferentes cenários de fluxo reverso e modos de operação dos reguladores de tensão (Unidirecional, bidirecional e cogeração);
- Analisar interpretar os resultados das simulações acerca dos impactos causados aos reguladores de tensão (Condições de *Runway* e taxas de comutações);

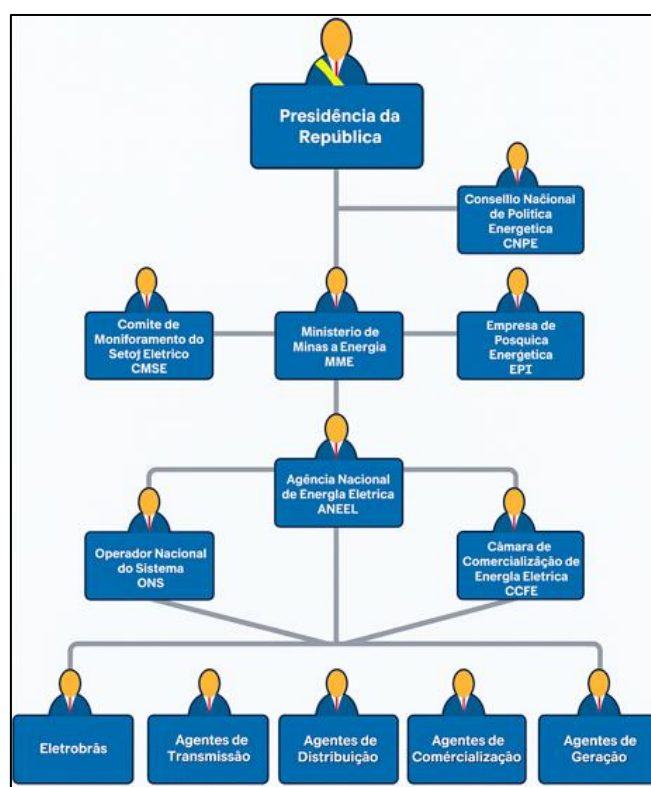
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Para o desenvolvimento e entendimento do trabalho, torna-se fundamental a exposição teórica da estrutura organizacional do Setor Elétrico Brasileiro, que é composto por uma série de agentes interdependentes que atuam em diferentes segmentos da cadeia de produção, transmissão, distribuição, comercialização de energia, regulamentação e planejamento de políticas energéticas.

Na figura 4 é apresentada a estrutura organizacional de forma hierárquica do Setor Elétrico Brasileiro atualmente.

FIGURA 4 – ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



FONTE: ABRADÉE (2017).

De acordo com informações disponibilizadas pelo Ministério de Minas e Energia (2023), o próprio Ministério de Minas e Energia (MME) se define como órgão responsável por formular e implementar políticas públicas para o setor energético brasileiro e dentre suas atribuições, tem como objetivo realizar a supervisão da ANEEL.

Esta, por sua vez, apresenta uma estrutura de autarquia vinculada ao ministério, cuja principal função é regular e fiscalizar os agentes de geração,

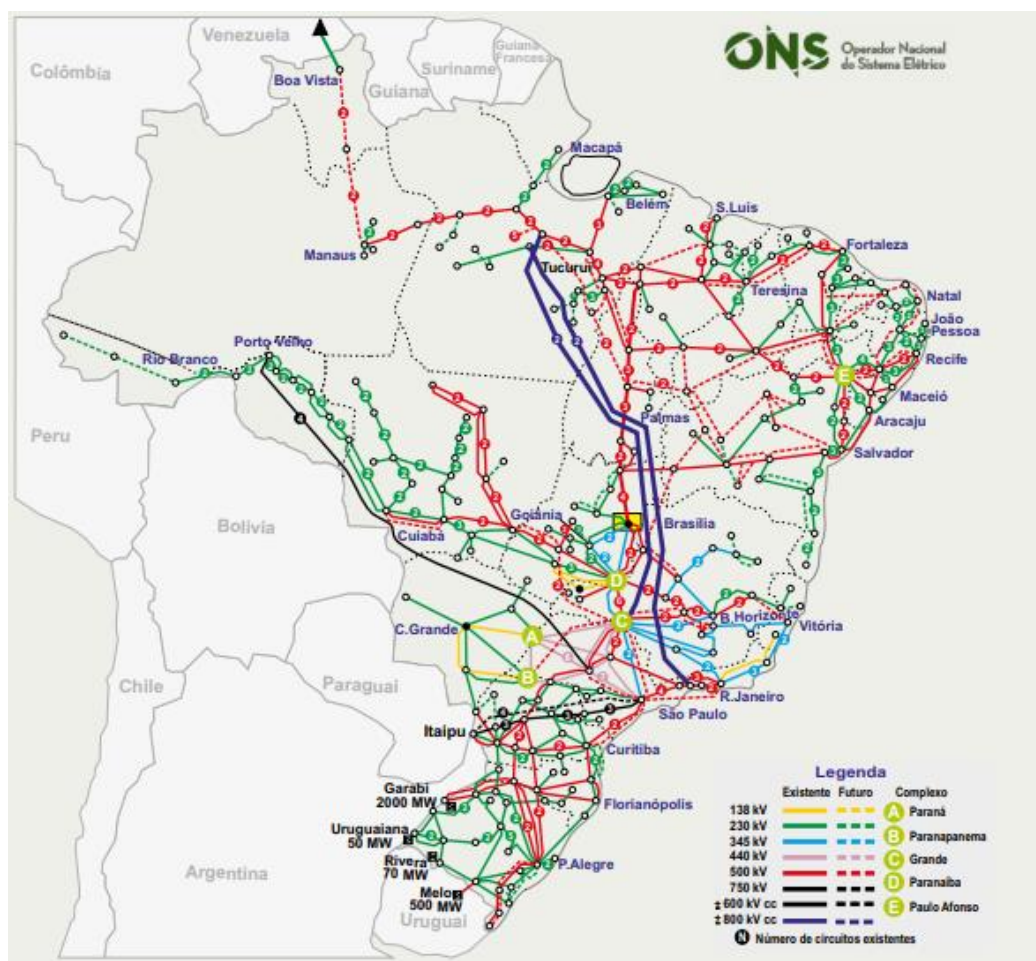
transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Ainda, a ANEEL tem como responsabilidade a fiscalização e regulação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e da ONS, ambos sendo entidades de direito privado, sem fins lucrativos com direitos de interesse público. A CCEE tem como responsabilidade realizar a gestão do mercado de compra e venda de energia elétrica no Brasil vinculado a administração da comercialização de energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e a ONS tem como responsabilidade realizar a operação e coordenação do Sistema Interligado Nacional (SIN), controlando a geração de energia elétrica e sua transmissão pela rede básica de energia elétrica.

2.2. O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Monticelli (1983), em seu livro *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica* definiu o Sistema Elétrico de Potência (SEP) em um conjunto complexo e interligado de equipamentos destinada à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica separados em dois grupos de equipamentos, sendo eles, o primeiro composto por equipamentos conectados entre uma barra e o terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores e o segundo composto por equipamentos conectados entre duas barras, como é o caso das linhas de transmissão de energia elétrica transformadores e defasadores.

Dessa forma, o SEP é responsável por abastecer eletricamente todo o território nacional de norte a sul, leste a oeste, desde grandes centros consumidores, indústrias, consumidores comerciais e residenciais até áreas rurais remotas a partir de uma extensa malha de transmissão. Esta interliga as principais regiões do país por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), operado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), permitindo o compartilhamento de recursos energéticos entre diferentes áreas geográficas, que por sua vez, por meio de subestações de transmissão, são interligadas a extensas malhas radiais de distribuição e subtransmissão de energia, operada pelas concessionárias, que interligam e abastecem os consumidores finais conectados em baixa e média tensão. O SIN, conforme apresentado na figura 5, interliga o Brasil e abrange mais de 98% da demanda elétrica nacional, sendo a pequena fração restante abastecida por sistemas isolados, geralmente em áreas remotas da região Norte (ONS, 2023).

FIGURA 5 – MAPA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL BRASILEIRO EM DEZEMBRO DE 2023



FONTE: BDT. Rede Básica existente em dezembro de 2023.

O SEP também abrange todo o sistema de distribuição de energia elétrica que é responsável pelo fornecimento de energia elétrica desde as subestações de transmissão e subtransmissão, que são conectados ao SIN, até os consumidores finais, como residências, comércios e indústrias. Assim, o sistema de distribuição do SEP pode ser dividido em três níveis de tensão, como definido pela ANEEL no PRODIST Módulo 01 (2021).

- I. Sistema de Distribuição em alta tensão (SDAT): são conjuntos de linhas e subestações que interligam as barras da rede básica com as subestações de distribuição em tensões superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV;
- II. Sistema de Distribuição em média tensão (SDMT): atende majoritariamente consumidores industriais e grandes estabelecimentos comerciais com tensões superiores a 1kV e inferiores a 69 kV;
- III. Sistema de Distribuição em baixa tensão (SDBT): atende em sua maioria consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais e

industriais com tensões inferiores ou igual a 1 kV.

O sistema de distribuição no Brasil é regulamentado por diretrizes estabelecidas pela ANEEL, entre eles pelo PRODIST, que define os padrões técnicos e comerciais que devem ser seguidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, visando garantir a qualidade, segurança e eficiência no fornecimento de energia aos consumidores finais.

2.3. FLUXO DE POTÊNCIA

O estudo de fluxo de potência, também conhecido como fluxo de carga, é uma ferramenta fundamental no planejamento, operação e controle do SEP. Ele consiste em resolver um conjunto de equações não lineares que descrevem o comportamento das potências ativa e reativa em uma rede elétrica interconectada, fornecendo informações sobre as magnitudes de tensão, ângulos de fase, potência ativa e reativa e correntes que circulam no sistema. O conhecimento dessas variáveis é essencial para garantir que o sistema opere de forma segura, estável e eficiente, sem violar os limites operacionais de tensão e corrente (MONTICELLI, 1983).

Ainda, Monticelli (1983) destaca que a análise de fluxo de carga é amplamente utilizada tanto no planejamento da expansão do sistema quanto na operação em tempo real. Durante o planejamento, é possível determinar as condições operacionais futuras do sistema, considerando cenários de aumento de demanda, integração de novas fontes geradoras e expansão de linhas de transmissão e subestações. Já no contexto da operação, o fluxo de potência auxilia os operadores de sistema na tomada de decisões sobre a redistribuição de carga entre as usinas, a alocação de recursos de potência reativa e o controle da tensão nas redes.

As equações que governam o fluxo de carga são descritas por um conjunto de equações de potência ativa e reativa em função das tensões e ângulos de fase. Estas equações podem ser escritas de forma generalizada para cada barra i do sistema:

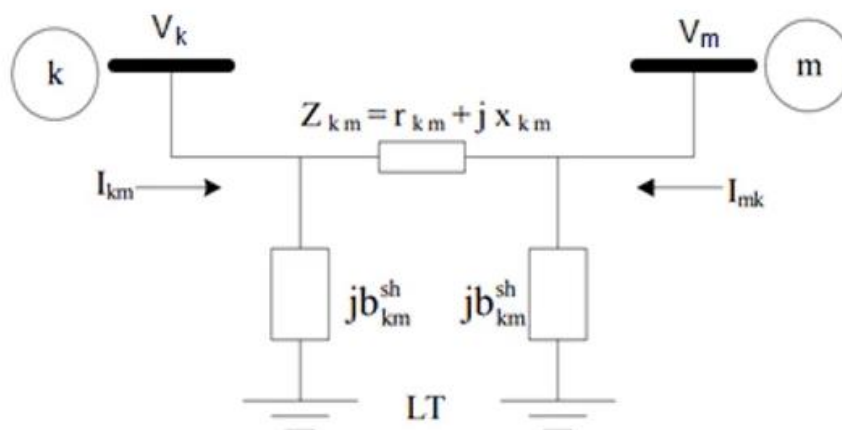
$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2)$$

Nessas equações, P_i e Q_i representam as potências ativa e reativa injetadas na barra i , V_i e V_j são as tensões nas barras i e j , G_{ij} e B_{ij} são os parâmetros de condutância e susceptância entre as barras, e θ_{ij} é a diferença de fase entre as tensões de i e j .

Com isso, para os cálculos do fluxo de potência, um dos modelos matemáticos mais utilizados é o modelo π . Esse modelo é amplamente utilizado para representar linhas de transmissão de média e longa distância, nas quais os efeitos da capacitância, resistência e indutância da linha são significativos. No modelo π , os parâmetros da linha são distribuídos em uma combinação de impedância série e admitância *shunt*, permitindo uma representação simplificada, porém precisa, das características físicas da linha de transmissão (MONTICELLI, 1983), conforme o diagrama unifilar apresentado na figura 6.

FIGURA 6 – DIAGRAMA UNIFILAR DO MODELO EQUIVALENTE π PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO



FONTE: Monticelli (1983).

Nesse modelo, a impedância série está posicionada entre os terminais da linha, k e m , enquanto as admitâncias *shunt* estão conectadas em paralelo nas extremidades, formando o chamado circuito equivalente π , utilizado para representar o comportamento da linha em condições de operação normal. A corrente I_{km} , que circula entre as barras k e m da linha, pode ser determinada levando-se em consideração as componentes série e *shunt*. Dessa forma a corrente que flui pela linha pode ser descrita como a soma das correntes que circulam através da impedância série Z_{km} e da admitância shunt ($Y_{km}/2$), englobando tanto a corrente que flui devido à diferença de potencial ao longo da impedância série quanto a corrente resultante da

capacitância da linha, conforme a equação:

$$I_{km} = \frac{V_k - V_m}{Z_{km}} + \frac{Y_{km}}{2} V_k \quad (3)$$

Já em linhas de distribuição, devido a sua característica radial, distâncias menores entre barras e tensões menores, muitas vezes os cálculos do fluxo de carga são modelados considerando apenas impedâncias puramente resistivas ou resistivas-indutivas, onde a influência das capacitâncias shunt são desconsideradas devido ao seu baixo valor.

Entretanto, alguns *softwares* com capacidade de efetuar cálculos de fluxo de potência em redes de distribuição, como o *OpenDSS*, utilizam modelos adaptados que consideram as impedâncias séries e admitâncias *shunt* das linhas de distribuição. O *OpenDSS* utiliza matrizes de impedância para representar elementos de conversão de energia e matrizes de admitância para representar as linhas de distribuição, o que inclui as componentes de resistência, reatância indutiva e capacitâncias *shunt* através das especificações da geometria física dos condutores informados no comando *LineGeometry*, conforme aprofundado nos tópicos subsequentes.

Com isso, os estudos de fluxo de carga desempenham um papel crucial na operação e regulamentação do SEP, onde as concessionárias de energia utilizam a análise de fluxo de carga para uma série de funções operacionais e de planejamento. Em nível operacional, os resultados do fluxo de carga são empregados para verificar se os níveis de tensão nas redes de distribuição e transmissão estão dentro dos limites regulamentados, além de auxiliar no despacho ótimo de geração. Já em nível de planejamento, as concessionárias utilizam estudos de fluxo de carga para identificar eventuais sobrecargas em transformadores, linhas de distribuição, reguladores de tensão e outros equipamentos com o objetivo de realizar ações preventivas, como a redistribuição de carga ou o reforço da infraestrutura e planejar expansões do sistema especialmente no contexto atual de crescente injeção de fontes renováveis intermitentes de geração de energia descentralizada.

Ainda, de acordo com o Procedimento de rede, especificamente no submódulo 3.5 - Consolidação da previsão de carga para planejamento da operação eletroenergética, estabelecido pela ONS, as concessionárias são obrigadas a realizar e enviar relatórios de previsão de carga em diferentes frequências de envio, que incluem estudos mensais, trimestrais e anuais, dependendo das circunstâncias e

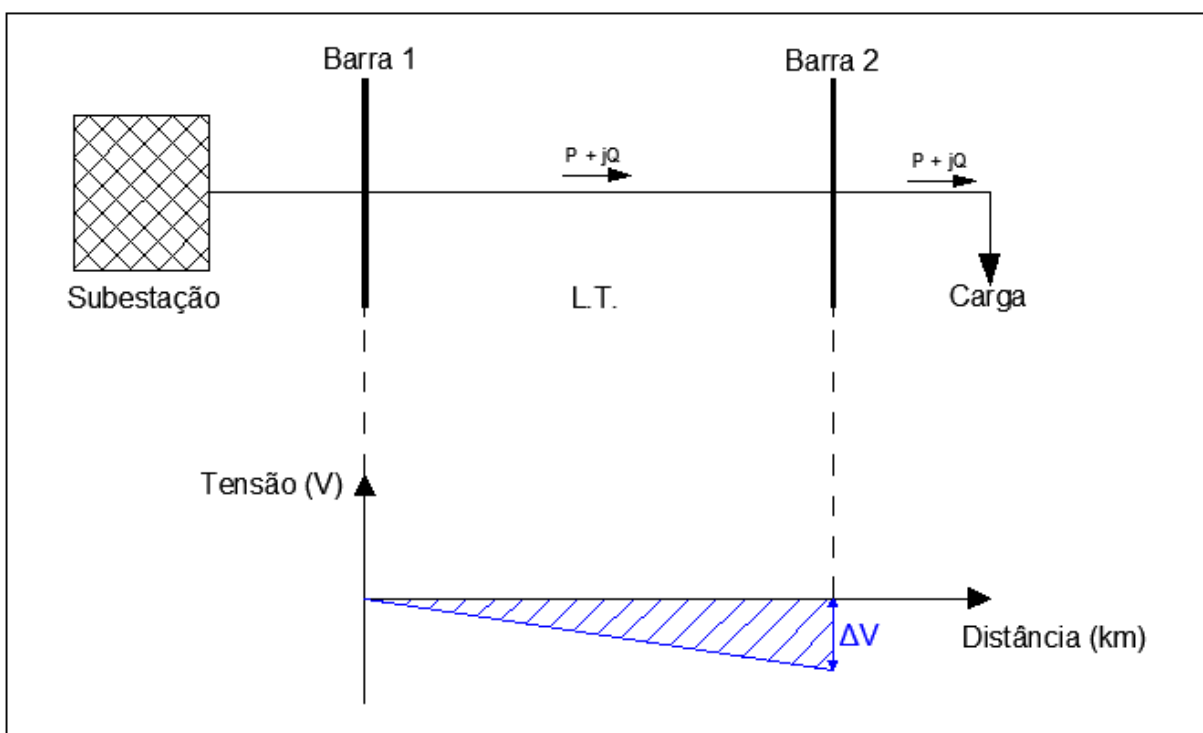
exigências operacionais (ONS, Procedimento de Rede, 2021).

2.4. FLUXO REVERSO DE POTÊNCIA

O fluxo reverso de potência ocorre no SEP quando a energia flui no sentido oposto ao normalmente esperado, ou seja, da carga em direção à fonte de alimentação do sistema. Esse fenômeno tem se tornado cada vez mais comum em redes de distribuição de energia, principalmente devido à crescente inserção de fontes de geração distribuída (GD), como a energia solar fotovoltaica e eólica, conectadas em níveis de tensão mais baixos. Essas fontes descentralizadas de geração de energia podem gerar mais energia do que a demanda local em determinados momentos, provocando o fluxo reverso de potência naquele barramento (DIAS, 2019).

O sistema tradicional de distribuição de energia sem a presença de fontes de geração de energia descentralizadas pode ser retratado conforme a figura 7, onde a energia flui da subestação até a carga, assim enfrentando perdas devido à resistência e reatância das linhas entre as Barras 1 e 2, o que resulta em uma queda gradual de tensão ao longo do alimentador. Ou seja, à medida que a distância da subestação aumenta, a tensão nos terminais da carga é menor do que a tensão nos terminais de saída da subestação.

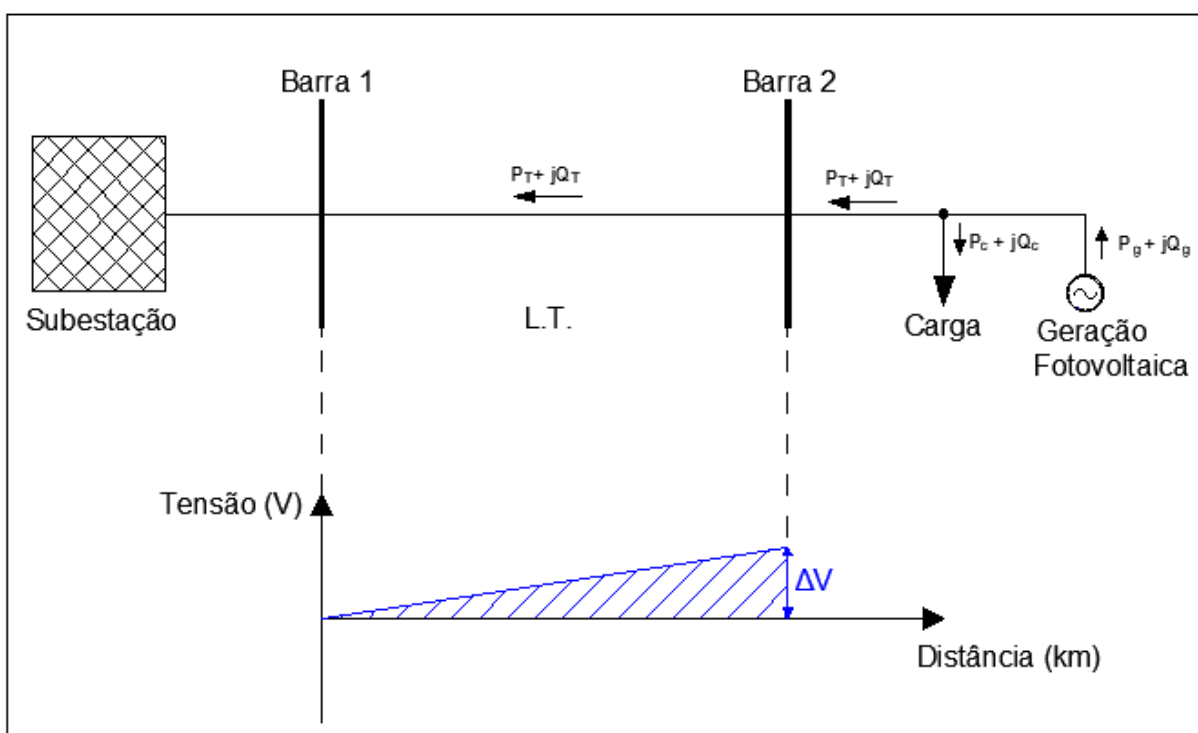
FIGURA 7 – DIAGRAMA UNIFILAR DO CENÁRIO TRADICIONAL DO FLUXO DE POTÊNCIA



FONTE: O autor (2025).

Já na figura 8, foi adicionada uma planta de geração fotovoltaica no sistema que possibilita a injeção de potência na rede. Quando a potência gerada localmente supera a demanda consumida pela carga, ocorre o fluxo reverso de potência, uma vez que $P_g + jQ_g$ é maior que $P_c + jQ_c$, fazendo com que a energia total flua no sentido contrário, da barra 2 para a barra 1. Esse fenômeno altera o perfil de tensão do sistema, pois, em vez de haver uma queda progressiva de tensão, o fluxo reverso resulta em um aumento da tensão na carga que está sendo suprida inteiramente pela geração fotovoltaica, tornando a tensão no ponto de carga maior que a tensão na subestação (DIAS, 2019).

FIGURA 8 – DIAGRAMA UNIFILAR DO CENÁRIO COM FLUXO REVERSO DE POTÊNCIA



FONTE: O autor (2025).

Ainda, diante do notável crescimento da GDFV, dos seus impactos atribuídos no SEP e da democratização do acesso a micro e minigeração (MMGD), a ANEEL realizou a pesquisa pública nº 3/2024 sobre inversão de fluxo de potência e aprovou em 2024 a alteração da Resolução Normativa nº 1.000/2021 visando a definição das dispensas do estudo de inversão de fluxo por parte das concessionárias de energia para minigeração, como citado pela ANEEL (2024):

A premissa das medidas é preservar os parâmetros de qualidade de funcionamento das redes, protegendo os consumidores como um todo nos casos de excesso de geração, por meio de um processo de conexão de GD mais rápido, para casos em que haja carga local suficiente para aquela geração (ANEEL, 2024, p. 01).

Destacando a necessidade dos estudos dos impactos da GDFV conectada ao SEP e suas interações com os ativos das concessionárias, objetivando manutenção preventiva e aumentando a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores.

2.5. SOFTWARE OPENDSS

O *OpenDSS* (*Open Distribution System Simulator*) é um *software* de código aberto desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* (EPRI), amplamente utilizado para realizar simulações de sistemas de distribuição de energia elétrica. Ele foi projetado especificamente para modelagem detalhada de redes de distribuição e permite a análise de diversos aspectos operacionais, como fluxo de potência aplicado para cálculos de fluxo de potência instantâneo, diário e anual, além de análise de curto-circuito e análise de harmônicas (EPRI, 2018).

O *OpenDSS* utiliza algoritmos iterativos, como o método de Newton-Raphson, para resolver sistemas de equações não lineares, garantindo a precisão das análises realizadas em redes de distribuição complexas e desequilibradas. Além disso, ele permite a modelagem de elementos específicos como transformadores, reguladores de tensão e ainda permite a integração com outros *softwares* de simulação, como MATLAB e Python (EPRI, 2018).

2.5.1. Histórico

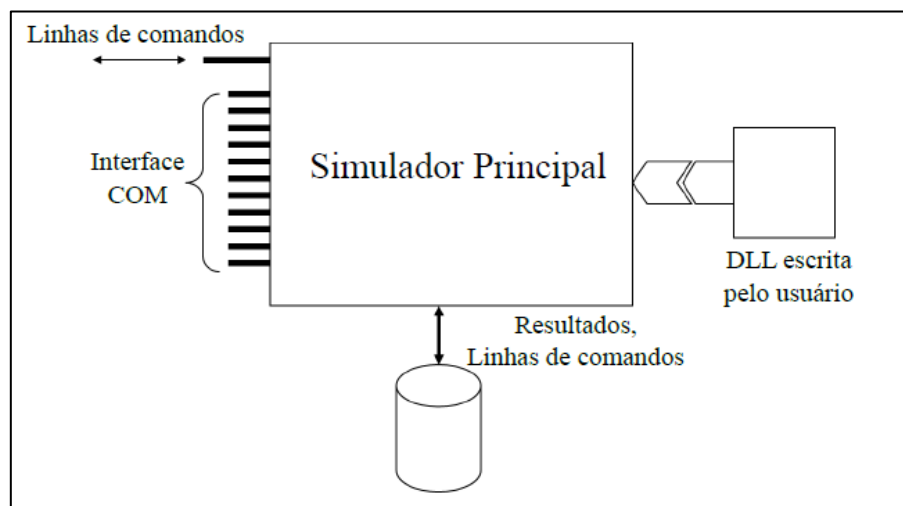
O desenvolvimento do *Distribution System Simulator* (DSS) teve início em 1997 pela Electrotek Concepts, Inc., sob a liderança de Roger Dugan e Thomas McDermott. Naquele momento, o objetivo principal do *software* era fornecer suporte para a análise de redes de distribuição com a presença de geração distribuída (GD), sendo uma ferramenta flexível, capaz de realizar análises que outras ferramentas existentes não conseguiam executar. O DSS foi projetado para evoluir continuamente e oferecer soluções para os novos desafios que surgiam no contexto dos sistemas de distribuição (FREITAS, 2015).

Em 2004, o *software* foi adquirido pelo EPRI, que deu continuidade ao desenvolvimento e aprimoramento da ferramenta. Em 2008, o EPRI lançou o *OpenDSS*, uma versão de código aberto do DSS, com o intuito de fomentar o desenvolvimento de tecnologias relacionadas às *Smart Grids*. A abertura do código permitiu que a ferramenta fosse amplamente utilizada por engenheiros em todo o mundo, promovendo inovações em simulações de redes de distribuição de energia, especialmente no contexto de redes elétricas inteligentes (FREITAS, 2015).

2.5.2. Estrutura organizacional

O *software OpenDSS* tem seu funcionamento, comando e operação baseados em linhas de comando que geralmente são elaboradas pelo usuário, mas podem ser originadas através de elementos textuais fixos ou de aplicações em programas externos, assim como apresentado no diagrama da figura 9.

FIGURA 9 – ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO *OPENDSS*



FONTE: Freitas (2015).

Assim, o *OpenDSS* oferece uma interface chamada *Component Object Model* (COM), da Microsoft, que facilita a criação e execução de soluções personalizadas por meio de programas externos. Com essa interface, o *software* pode ser controlado sem depender de arquivos de texto fixos ou bancos de dados para a definição de circuito, fornecendo ainda a opção de *Dynamic Link Library* (DLL) que disponibiliza uma interface que permite sua integração com outras aplicações. Além disso, o *OpenDSS* é compatível com diversas linguagens de programação, como Python e MATLAB, além de ferramentas do Microsoft Office, como o *Visual Basic for Applications* (VBA).

2.5.3. Sintaxe

A sintaxe de programação para elaboração das linhas de comando é de fácil aplicação e manipulação e segue o modelo geral apresentado na figura 10 junto a um exemplo de aplicação.

FIGURA 10 – MODELO DE SINTAXE DE PROGRAMAÇÃO DO *OPENDSS* E EXEMPLO DE APLICAÇÃO

VerboComando Elemento.Nome Parâmetro1=Valor1 Parâmetro2=Valor2

New Transformer.VREG2 phases=3 winding=2 buses=(B1, B2) kV=34.5

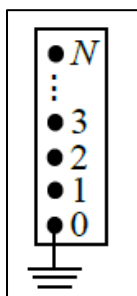
FONTE: O autor (2025).

2.5.4. Elementos Básicos

2.5.4.1. Barra

No *OpenDSS*, a barra é um elemento de circuito que contém nós que conectam os terminais dos elementos conforme representação apresentada na figura 11. As tensões nodais da barra são medidas em relação ao nó 0, que é considerado o nó de referência, onde a tensão é nula. No *OpenDSS*, as barras são criadas automaticamente conforme os componentes vão sendo adicionados ao sistema. É importante destacar que ao criar o elemento *Circuit*, o *software* cria um barramento infinito nesse elemento.

FIGURA 11 – REPRESENTAÇÃO DA BARRA COM N NÓS



FONTE: Freitas (2015).

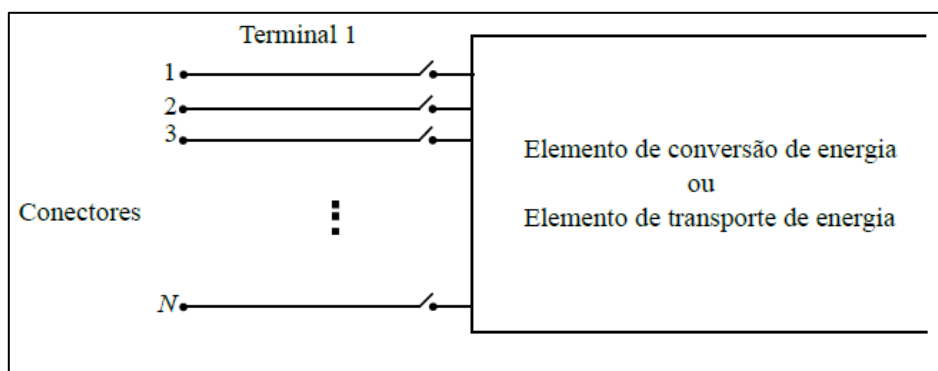
2.5.4.2. Terminal

Os terminais são pontos de conexão que ligam os elementos elétricos, como linhas, transformadores ou cargas, às barras do sistema. Cada terminal de um elemento elétrico deve ser associado a um nó de apenas uma barra e cada terminal pode conter divisores conectores, permitindo que os componentes interajam eletricamente. O número de terminais de um elemento depende do tipo de componente; por exemplo:

- Uma linha trifásica apresenta dois terminais com 3 conectores cada;
- Um transformador monofásico de dois enrolamentos apresenta 2 terminais com 2 conectores cada;
- Um banco de capacitores trifásico apresenta apenas um terminal com 3 conectores.

A representação dos terminais de um elemento é apresentada na figura 12.

FIGURA 12 – REPRESENTAÇÃO DO TERMINAL DE UM ELEMENTO COM N CONECTORES

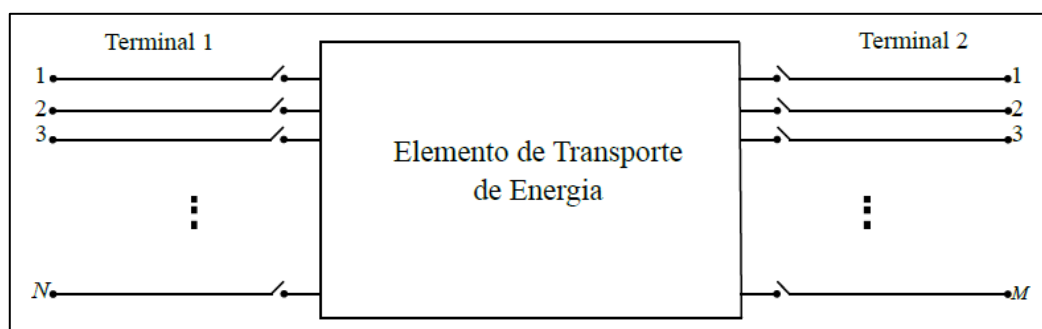


FONTE: Freitas (2015).

2.5.4.3. Elementos de transporte de energia (PD)

No *OpenDSS*, os elementos responsáveis pelo transporte de energia têm como principal função transmitir energia de um ponto a outro no sistema, conforme apresentado pela figura 13. Esses dispositivos possuem um ou mais terminais e são basicamente caracterizados por meio de suas matrizes nodais de admitância. Exemplos desses elementos incluem transformadores, linhas de transmissão e bancos de capacitores, embora os bancos de capacitores e reatores não são elementos de transporte de energia, no *software*, eles fazem parte dos PD's.

FIGURA 13 – REPRESENTAÇÃO DE UM ELEMENTO DE TRANSPORTE DE ENERGIA COM N TERMINAIS



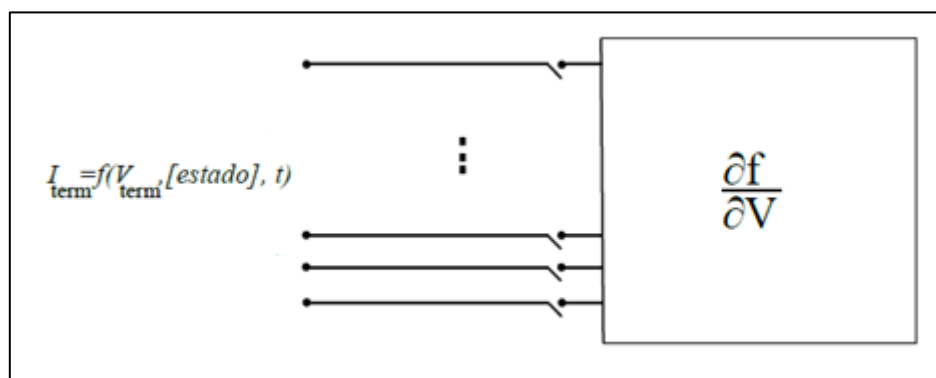
FONTE: Freitas (2015).

2.5.4.4. Elementos de conversão de energia (PC)

No *software*, os elementos de conversão de energia são responsáveis por transformar energia elétrica em outra forma de energia, ou vice-versa. Os elementos de conversão de energia incluem geradores, cargas, acumuladores de energia, equivalentes de Thévenin e entre outros e normalmente, apresentam apenas um terminal com vários conectores.

Para a modelagem desses elementos, o *OpenDSS* utiliza uma matriz de impedâncias nodais, que inclui uma parte linear e/ou um conjunto complexo de equações diferenciais que geram uma expressão para a injeção ou compensação de corrente, como ilustrado na figura 14.

FIGURA 14 – REPRESENTAÇÃO DE UM ELEMENTO DE CONVERSÃO DE ENERGIA COM N CONECTORES



FONTE: Adaptado de Freitas (2015).

2.5.4.5. Transformador

No *OpenDSS*, o elemento transformador é representado pela classe *Transformer* e sua modelagem, geralmente é representado conforme suas reatâncias de dispersão e de magnetização e resistências dos enrolamentos e das perdas no ferro. O transformador pode ser monofásico ou multifásico e deve ser conectado entre barras, assim representando um elemento de transporte de energia. Na tabela 3, são apresentados os principais parâmetros para a definição do elemento *Transformer* e na figura 15, é apresentado um exemplo de código do elemento *Transformer*.

TABELA 3 – PARÂMETROS DO ELEMENTO TRANSFORMER NO OPENDSS

Parâmetro	Descrição
<i>phases</i>	Número de fases
<i>Windings</i>	Número de enrolamentos
<i>xhl</i>	Reatância série em pu

<i>%loadloss</i>	Porcentagem da perda total com base na carga nominal
<i>%noloadloss</i>	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal
<i>wdg</i>	Enrolamento que receberá os parâmetros
<i>bus</i>	Nome da barra a qual o terminal é conectado
<i>conn</i>	Ligação dos enrolamentos (estrela ou triângulo)
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal do terminal em kV
<i>kVA</i>	Potência nominal do terminal em kVA
<i>tap</i>	Tensão em pu do Tap utilizado

FONTE: O autor (2025).

FIGURA 15 – EXEMPLO DE CÓDIGO¹ DO ELEMENTO *TRANSFORMER* NO *OPENDSS*

```
New Transformer.trafo2 phases=3 winding=2 xht=2.72 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~wdg=1 bus=primario.1.2.3 conn=wye kV=13.8 kVA=150 tap=1
~wdg=2 bus=secundario.1.2.3 conn=wye kV=13.8 kVA=150 tap=1
```

FONTE: O autor (2025).

2.5.4.6. Regulador de tensão

No *OpenDSS*, o elemento regulador de tensão também é representado pela classe *Transformer*, entretanto, a sua modelagem é destinada a ajustar a tensão nos pontos de conexão entre barras de forma automática, assim, associa-se o elemento de controle *RegControl* ao *Transformer*. Este, então será responsável por realizar os ajustes automáticos de tensão controlando a relação de transformação entre os pontos de conexão na bobina do transformador, assim variando seus *taps*. Na tabela 4, são apresentados os principais parâmetros para a definição do elemento *RegControl* para a aplicação de controle do transformador e na figura 16 é apresentado um exemplo de código do elemento *RegControl* associado ao *Transformer*.

TABELA 4 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE CONTROLE *REGCONTROL* NO *OPENDSS*

Parâmetro	Descrição
<i>transformer</i>	Nome do transformador a qual o <i>regcontrol</i> está conectado
<i>Winding</i>	Número de enrolamentos
<i>vreg</i>	Tensão de referência do regulador
<i>ptratio</i>	Relação de transformação do TP para medição da tensão
<i>band</i>	Faixa de tolerância em torno do <i>vreg</i> , dado em V
<i>reversible</i>	Habilita a atuação bidirecional do regulador
<i>revvreg</i>	Tensão de referência no sentido reverso de potência
<i>revband</i>	Faixa de tolerância em torno do <i>revveg</i> , dado em V
<i>Cogen</i>	Habilita a atuação cogeração do regulador

FONTE: O autor (2025).

¹ O símbolo ~ permite a continuação do comando na linha seguinte.

FIGURA 16 – EXEMPLO DE CÓDIGO DO ELEMENTO *REGCONTROL* ASSOCIADO AO TRANSFORMADOR NO *OPENDSS*

```
New Transformer.trafo2 phases=3 winding=2 xht=2.72 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~wdg=1 bus=primario.1.2.3 conn=wye kV=13.8 kVA=150 tap=1
~wdg=2 bus=secundario.1.2.3 conn=wye kV=13.8 kVA=150 tap=1
New RegControl.trafo2 transformer=trafo2 winding=2 vreg=125 ptratio=60 band=2
~Reversible=True
```

FONTE: O autor (2025).

2.5.4.7. Linha

No *OpenDSS*, as linhas são elementos responsáveis pela ligação das barras e transporte de energia. Possuem dois terminais e são modeladas utilizando o modelo π . A caracterização de cada linha é realizada pela definição de sua matriz de admitâncias nodais e corrente nominal da linha, por meio do elemento *LineCode*. Na tabela 5 são apresentados os principais parâmetros para a definição do elemento *LineCode* e na figura 17 é apresentado um exemplo de código do elemento *LineCode*.

TABELA 5 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE *LINECODE* NO *OPENDSS*

Parâmetro	Descrição
<i>nphases</i>	Número de fases
<i>baseFreq</i>	Frequência base
<i>rmatrix</i>	Matriz de resistências por unidade de distância
<i>xmatrix</i>	Matriz de reatâncias por unidade de distância
<i>normamps</i>	Corrente nominal da linha

FONTE: O autor (2025).

FIGURA 17 – EXEMPLO DE CÓDIGO DO ELEMENTO *LINECODE* NO *OPENDSS*

```
New Linecode.1ph_LinhaB1 nphases=2 basefreq=60 units=km normamps=419
~rmatrix (0.25 | 0.06 0.25 )
~xmatrix (0.80 | 0.60 0.80 )
```

FONTE: O autor (2025).

Portanto, com a parametrização das características elétricas das linhas por meio do elemento *LineCode*, é possível, assim, definir as características físicas das linhas que vão conectar as barras do sistema. Na tabela 6 são apresentados os principais parâmetros para a definição do elemento *Line* e na figura 18 é apresentado um exemplo de código do elemento *Line*.

TABELA 6 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE *LINE* NO *OPENDSS*

Parâmetro	Descrição
<i>bus1</i>	Nome da barra no qual o terminal 1 será conectado
<i>bus2</i>	Nome da barra no qual o terminal 2 será conectado
<i>length</i>	Comprimento da linha
<i>units</i>	Unidade de medida de distância para o parâmetro <i>length</i>
<i>Linecode</i>	Parâmetros elétricos da linha

FONTE: O autor (2025).

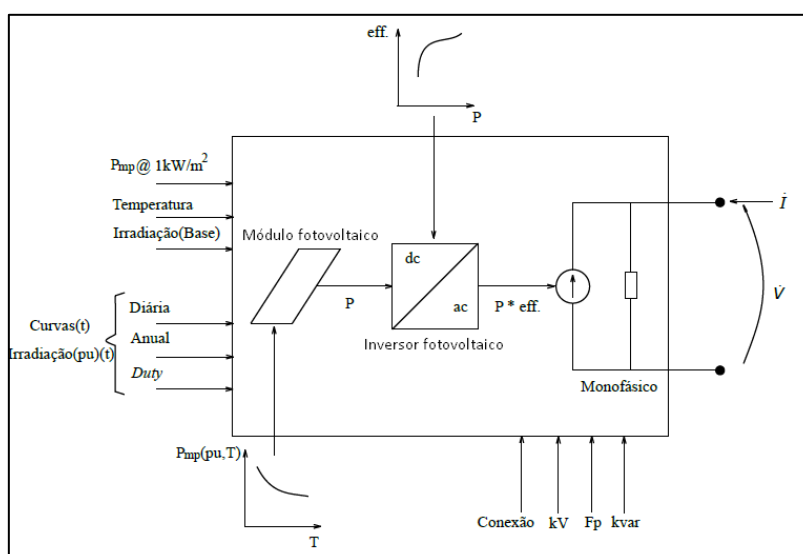
FIGURA 18 – EXEMPLO DE CÓDIGO DO ELEMENTO *LINE* NO *OPENDSS*

```
New Line.Linha1 bus1=BarraB1 bus2=BarraB2 length=0.10 units=km
~Linecode=1ph_LinhaB1
```

FONTE: O autor (2025).

2.5.4.8. Gerador fotovoltaico

No *OpenDSS*, o gerador fotovoltaico é visto como um elemento de conversão de energia e sua modelagem é viabilizada por meio do elemento *PVsystem*. Esse elemento permite simular a injeção de potência ativa e reativa no ponto de conexão da usina com a rede elétrica que podem variar em função das definições de irradiância do local da usina, temperatura, eficiência do inversor e MPPT (*maximum power point tracking*) das *strings*, conforme apresentado pelo diagrama de blocos da compreensão do gerador fotovoltaico pelo *OpenDSS* na tabela 7. Na figura 19 são apresentados os principais parâmetros para a definição do elemento *Line*.

FIGURA 19 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO FUNCIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO NO *OPENDSS*

FONTE: Adaptado de Freitas (2015).

TABELA 7 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE *PVSYSTEM* NO *OPENDSS*

Parâmetro	Descrição
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal da conexão
<i>bus1</i>	Nome da barra no qual o gerador está conectado
<i>kVA</i>	Potência nominal de saída do inversor
<i>pf</i>	Fator de potência
<i>daily</i>	Curva da Irradiância diária

FONTE: O autor (2025).

2.5.4.9. Monitor

No *OpenDSS*, o elemento Monitor é usado para registrar e armazenar dados detalhados de simulação, como tensões, correntes, potências e outras grandezas elétricas, em diferentes pontos do sistema, possibilitando a geração de gráficos dos parâmetros armazenados. Seu funcionamento tem como princípio a definição do elemento a ser monitorado, o terminal de conexão e o parâmetro armazenado, equiparando-se a um medidor de energia real. Na tabela 8 são apresentados os principais parâmetros para a definição do elemento *Monitor*.

TABELA 8 – PARÂMETROS DO ELEMENTO DE *MONITOR* NO *OPENDSS*

Parâmetro	Descrição
<i>element</i>	Elemento que o monitor deverá registrar os dados
<i>terminal</i>	Especifica o terminal do elemento a ser monitorado
<i>mode</i>	Define a grandeza a ser monitorada do elemento

FONTE: O autor (2025).

A seguir, são apresentadas algumas grandezas definidas no parâmetro *mode*, que são interpretadas pelo *OpenDSS* da seguinte maneira:

- 0: Tensões e correntes no terminal designado.
- 1: Potências no terminal designado.
- 2: Posição do *Tap* (aplicável apenas para transformadores).
- 3: Variáveis de estado (apenas para elementos de conversão de potência - *PCElements*).
- 9: Perdas, em watts e var (do dispositivo monitorado).

2.6. EQUIPAMENTOS DO SEP

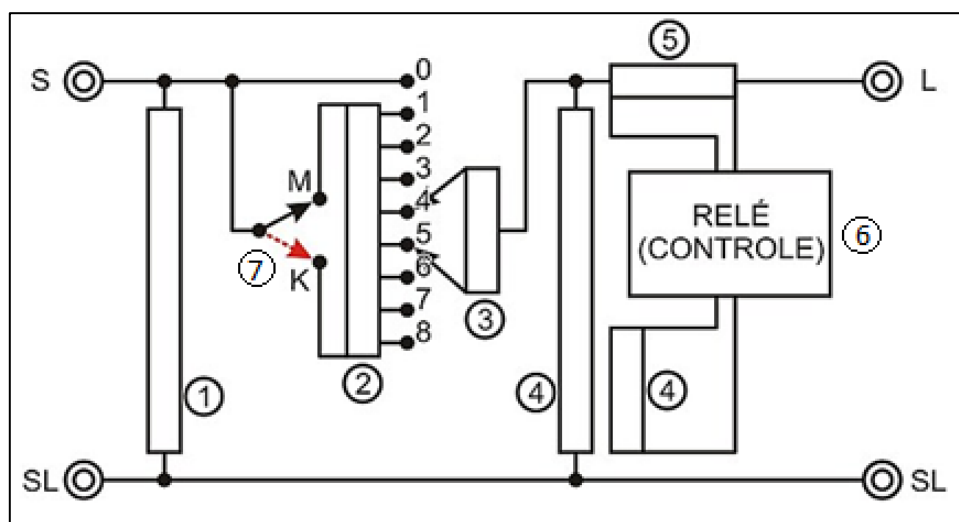
2.6.1. Regulador de tensão

Os reguladores de tensão conectados em média tensão apresentam como

principal função manter as tensões nos níveis adequados ao longo do alimentador, conforme as diretrizes do módulo 08 do PRODIST da ANEEL, compensando as variações de tensão, causadas principalmente por alterações na demanda de potência ao longo dia.

Os reguladores de tensão são equipamentos funcionalmente semelhantes a autotransformadores, ou seja, existe além do acoplamento magnético entre o primário e o secundário um acoplamento elétrico, que possibilita o funcionamento como transformador elevador ou abaixador, porém os reguladores de tensão apresentam comutadores de *taps* que operam de forma automática e sob carga (OLTC - *On Load Tap Changer*). A variação dos *taps* altera a relação entre o número de enrolamentos do primário e do secundário das bobinas do transformador, por meio de contatos mecânicos operados por motores, que recebem os comandos para comutação através dos controles eletrônicos, geralmente realizados pelo relé 90 ou relé regulador de tensão - AVR (*Automatic Voltage Relay*) que monitora e controla os níveis de tensão de saída do regulador de tensão. A figura 20 apresenta o diagrama de funcionamento de um regulador de tensão monofásico.

FIGURA 20 – DIAGRAMA DE FUNCIONAMENTO DO REGULADOR DE TENSÃO MONOFÁSICO



FONTE: Adaptado de manual de Instruções Reguladores de Tensão, Toshiba do Brasil S.A (2007).

Legenda do diagrama:

- 1: Enrolamento de excitação: possibilita a indução de tensão no enrolamento de regulação (2), permitindo a variação da relação de transformação para controle da tensão.
- 2: Enrolamento de regulação ou enrolamento de *taps*: permite o ajuste de

tensão por meio do deslocamento dos *taps*.

3: Reator: permite o ajuste da tensão no enrolamento de regulação de acordo com a posição dos seus terminais, possibilitando a operação sob carga.

4: Transformador de potencial (TP): permite a leitura e o envio do nível de tensão nos terminais de saída/entrada para o controle do regulador de tensão.

5: Transformador de corrente (TC): permite a leitura e o envio do nível de corrente do terminal de saída/entrada para o controle do regulador de tensão.

6: Controle regulador de tensão: Recebe os sinais do TP e do TC, determinando a posição da chave inversora de polaridade e ajustando a posição dos *taps* do enrolamento de regulação para elevar ou reduzir a tensão conforme necessário.

7: Chave inversora de polaridade: determina se o regulador aumentará ou diminuirá a tensão com base no comando do controle regulador.

S²: bucha de entrada (conectada à fonte). Ou F, de acordo com a nomenclatura da ABNT.

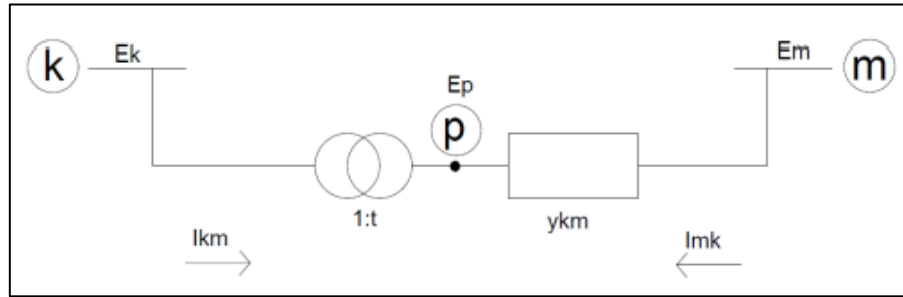
L: bucha de saída (conectada à carga). Ou C, de acordo com a nomenclatura da ABNT.

SL: bucha comum (normalmente aterrada). Ou FC, de acordo com a nomenclatura da ABNT.

Com isso, os reguladores de tensão geralmente apresentam em sua configuração a possibilidade de comutação em 32 *taps*, sendo 16 *taps* para elevar a tensão e 16 *taps* para abaixar a tensão, assim disponibilizando uma variação de +/- 0,625% em cada *tap*, o que totaliza uma variação na tensão em +/-10% em comparação com a tensão de entrada. Ainda, conforme o item 2 da figura 20, o enrolamento de regulação dispõe de 8 contatos fixos em sua bobina, fazendo com que os terminais do reator, ao estarem chaveando 2 contatos fixos diferentes, proporcionem o *center tap* por meio do divisor de tensão, dessa forma, permitindo a possibilidade dos 16 *taps* para elevar ou abaixar a tensão, sendo então, 8 contatos fixos mais 8 contatos intermediários, assim como exposto na figura 21 que mostra o

² Identificação dos terminais de acordo com a nomenclatura estabelecida pela IEEE

FIGURA 23 – MODELO DO TRANSFORMADOR EM FASE

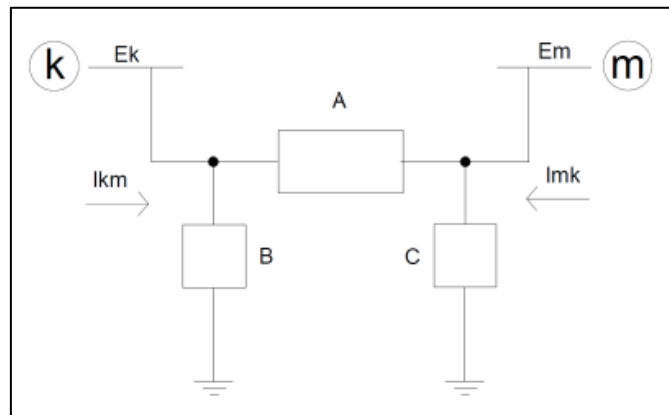


FONTE: MONTICELLI (1983).

Considerando que o transformador é ideal, as potências na entrada e na saída são iguais, assim é possível relacionar:

$$E_k I_{km}^* = E_p I_{mk}^* \quad (4)$$

Ainda, o transformador em fase pode ser representado pelo modelo π , conforme apresentado ilustrado pela figura 24.

FIGURA 24 – MODELO DO TRANSFORMADOR EM FASE NO MODELO π 

FONTE: MONTICELLI (1983).

Com isso, é possível determinar as equações matemáticas que representam os valores A, B e C relacionando as correntes I_{km} e I_{mk} , conforme as expressões:

$$I_{km} = -ay_{km}(E_m - E_p) = (a^2 y_{km})E_k - (ay_{km})E_m \quad (5)$$

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_p) = -(ay_{km})E_k + y_{km}E_m \quad (6)$$

Para o modelo π :

$$I_{km} = (A + B)E_k - AE_m \quad (7)$$

$$I_{mk} = -AE_k + (A + C)E_m \quad (8)$$

Assim, comparando as equações, é possível obter os parâmetros A, B e C:

$$A = ay_{km} \quad (9)$$

$$B = a(a - 1)y_{km} \quad (10)$$

$$C = (1 - a)y_{km} \quad (11)$$

A partir das equações obtidas, é possível avaliar o impacto da relação de transformação 1: a sobre os valores das tensões terminais E_k e E_m . Inicialmente, considerando $a = 1$, as admitâncias B e C possuem valor zero, e o circuito equivalente π se torna a admitância série y_{km} . Ainda, ao alterar a relação de transformação para um valor $a < 1$, a admitância B apresenta um sinal oposto ao de y_{km} , caracterizando um comportamento capacitivo, enquanto C assume comportamento indutivo, implicando na tendência de E_k aumentar e E_m diminuir. Já para $a > 1$, o comportamento se inverte, B torna-se indutivo, e C capacitivo, resultando na tendência de E_k diminuir e E_m aumentar.

Dessa forma, considerando as posições do *tap* como variáveis discretas, representando 32 configurações possíveis, ou seja, uma variação de $\pm 10\%$ em relação ao valor nominal de $a = 1$, ou seja, a pode variar entre 0,9 e 1,1 em incrementos de 0,00625.

2.6.1.2. Aspectos construtivos

Os reguladores de tensão utilizam o padrão de construção e nomenclatura determinado pela Norma ANSI, onde os dois tipos mais comuns de reguladores de tensão especificados pela Norma ANSI são os reguladores Tipo A e Tipo B. A principal diferença entre esses tipos está na disposição dos enrolamentos e na maneira como eles se conectam à rede elétrica.

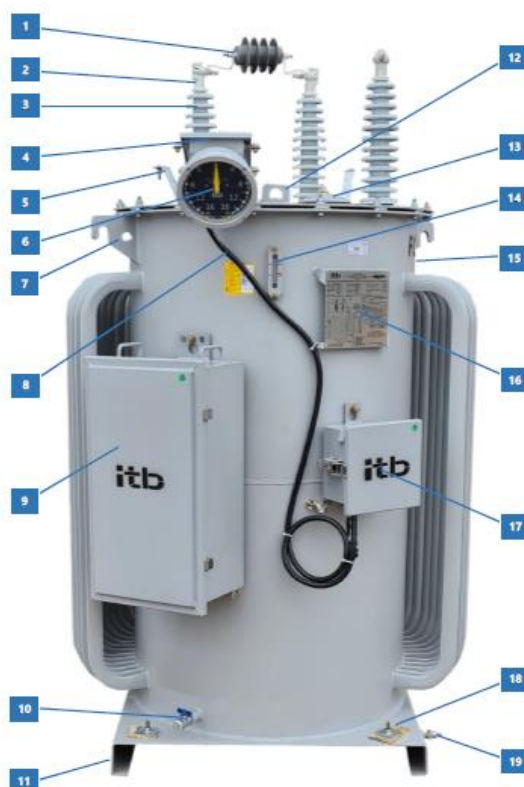
No tipo A, o regulador possui o enrolamento de excitação (1), conforme figura 20, conectado no lado da carga. Neste tipo de regulador, o enrolamento de regulação (2) é posicionado no lado da fonte e em série com a linha. Essa configuração permite que o enrolamento de regulação ajuste a tensão de saída diretamente antes de ser

aplicada ao alimentador. O enrolamento de excitação, por sua vez, é alimentado pela tensão no lado da carga, garantindo a indução da tensão necessária para o controle (ANSI C57.15).

Já no tipo B, a disposição dos enrolamentos é invertida em relação ao Tipo A. O enrolamento de excitação (1) está conectado no lado da fonte, enquanto o enrolamento de regulação (2) permanece no lado da carga, também em série com a linha. Essa configuração permite que a regulação seja realizada após a tensão passar pelo enrolamento de excitação, ajustando a tensão enviada para o lado da carga (ANSI C57.15).

No Brasil, os reguladores de tensão trifásicos conectados na média tensão são formados, majoritariamente, por dois ou três reguladores monofásicos. Essa composição é denominada como Banco de Reguladores de Tensão (BRT). Na figura 25 é apresentada a vista externa de um regulador de tensão monofásico para aplicações em média tensão em óleo isolante do tipo B com detector de fluxo reverso da fabricante brasileira ITB, modelo RAV-2. Na tabela 9, são descritos os equipamentos que compõem o regulador de tensão. Ainda, na figura 26, é ilustrado o diagrama interno do funcionamento do regulador de tensão.

FIGURA 25 – VISTA EXTERNA DO REGULADOR DE TENSÃO MONOFÁSICO DA FABRICANTE ITB



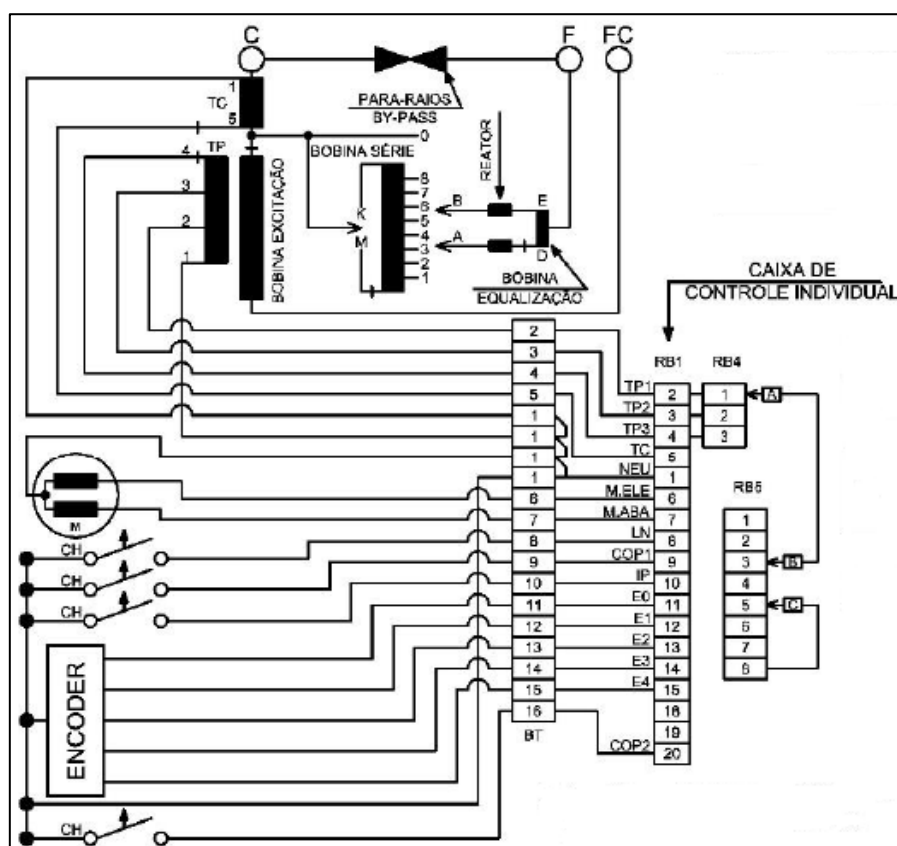
FONTE: Manual de instruções do regulador de tensão RAV-2, REV202102, ITB (2021).

TABELA 9 – LEGENDA DOS INDICATIVOS DO REGULADOR DE TENSÃO MONOFÁSICO DA ITB

Item	Descrição
1	Para-raios polimérico de óxido de zinco para proteção do enrolamento série
2	Conectores de linha
3	Isolador
4	Caixa do bloco de terminais
5	Suporte para montagem de para-raios paralelo (shunt)
6	Indicador externo de posições mecânico modelo TCPI-1
7	Ganchos de suspensão total do regulador
8	Cabo de controle
9	Caixa de controle (em acordo com o especificado pelo cliente)
10	Válvula de drenagem com dispositivo para coleta de amostra de óleo
11	Base com furação para instalação em plataforma
12	Olhais de suspensão da parte ativa
13	Tampa de inspeção
14	Indicador de nível de óleo com marcação de nominal e mínima
15	Válvula de alívio de pressão interna (parte traseira do tanque do regulador)
16	Placa de identificação em aço inoxidável
17	Caixa auxiliar de passagem para conexão de controle único (se aplicado)
18	Provisão de 4 furos redondos com diâmetro de 20mm para fixação da base à plataforma
19	Conector de aterramento ABNT

FONTE: Manual de instruções do regulador de tensão RAV-2, REV202102, ITB (2021).

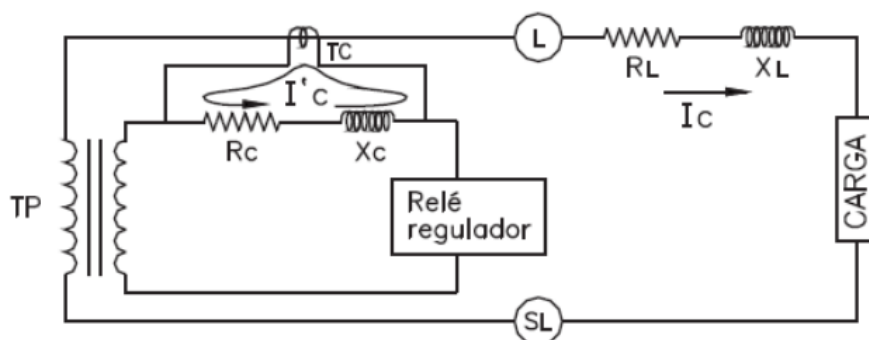
FIGURA 26 – DIAGRAMA INTERNO DO REGULADOR DE TENSÃO MONOFÁSICO DA FABRICANTE ITB



FONTE: Manual de instruções do regulador de tensão RAV-2, REV202102, ITB (2021).

Na prática, muitas vezes, adota-se uma abordagem para controle das tensões ao longo do alimentador mais sofisticada, incrementando ao controle do regulador de tensão, variáveis que consideraram a queda de tensão ao longo da linha até o centro de carga buscando garantir que a tensão dos consumidores mais distantes permaneça dentro de limites aceitáveis. Essa estratégia é chamada de Compensação de Queda de Linha (*Line Drop Compensation - LDC*). Na figura 27, é mostrado o diagrama de funcionamento do regulador de tensão com LDC.

FIGURA 27 – DIAGRAMA DE FUNCIONAMENTO DO REGULADOR DE TENSÃO COM LDC



FONTE: Adaptado de Padilha (2010).

Basicamente, informam-se ao painel do regulador os parâmetros $R + jX$ correspondentes à linha entre o regulador de tensão e o ponto de regulação. Essa configuração permite que o regulador ajuste e mantenha a tensão no valor desejado no ponto de regulação especificado, mesmo que o regulador esteja fisicamente distante desse local. Dessa forma, a parametrização de algumas variáveis torna-se essencial para a determinação da aplicação do regulador de tensão. Os principais parâmetros informados ao painel do regulador para seu correto funcionamento são:

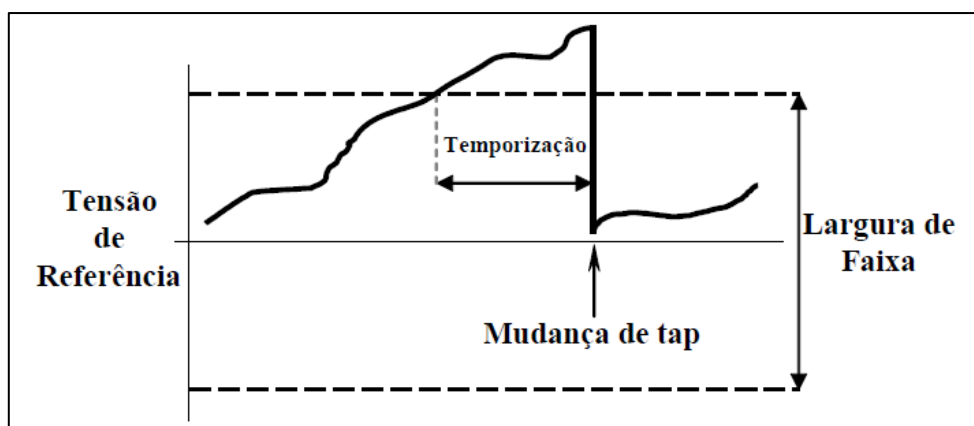
- I. Referência de tensão: Também chamada de tensão de ajuste ou tensão nominal de referência, este parâmetro define o valor desejado de tensão em um ponto específico do sistema, seja no terminal do regulador ou em uma barra remota. Ele atua como a base para a regulação de tensão, sendo a tensão-alvo que o sistema de controle busca manter. Por exemplo, se a referência for definida em 120 V, o regulador ajustará os parâmetros do sistema para manter a tensão próxima a esse valor, dentro dos limites admissíveis.
- II. Largura de faixa: É a margem de tolerância em torno da tensão de referência, dentro da qual a variação da tensão é considerada aceitável. Essa faixa é definida em valores positivos e negativos ($\pm$) em relação à referência, formando

uma banda dentro da qual o regulador não atua. Por exemplo, se a tensão de referência é 120 V e a largura da faixa é de 2 V, o regulador permitirá variações entre 119 V e 121 V antes de realizar a comutação de seus *taps*.

- III. Tempo morto: Ou temporização, é o intervalo de tempo de espera entre o momento em que a tensão ultrapassa os limites da largura de faixa e a execução da comutação dos *taps*. Serve para reduzir a frequência de comutações, diminuindo o desgaste dos equipamentos. Por exemplo, se o tempo morto é ajustado para 15 segundos, o regulador só iniciará uma comutação após detectar que a tensão está fora dos limites por pelo menos esse período.

As parametrizações mencionadas podem ser visualizadas graficamente pela figura 28.

FIGURA 28 – PARAMETRIZAÇÃO DA TENSÃO DE REFERÊNCIA, TEMPORIZAÇÃO E LARGURA DE FAIXA DO REGULADOR DE TENSÃO

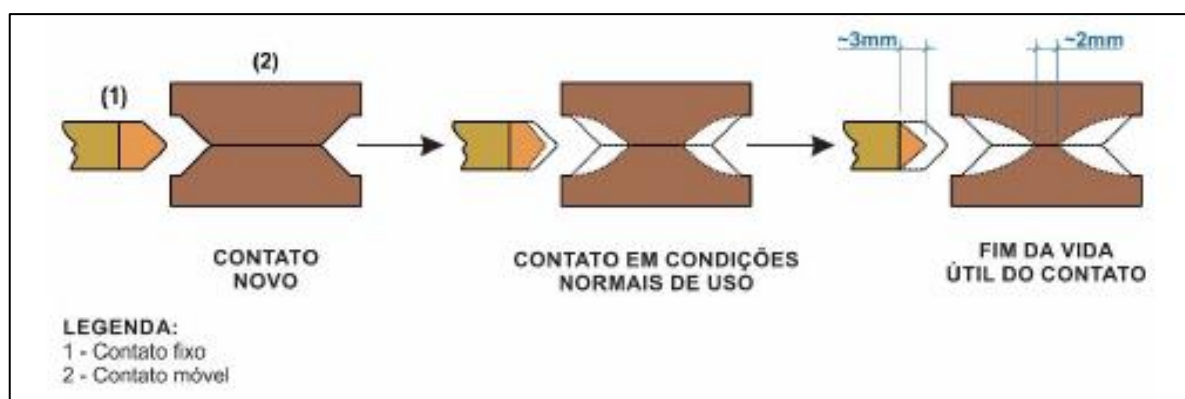


FONTE: Padilha (2010).

Com isso, as definições balanceadas desses parâmetros são essenciais para prolongar a vida útil desses equipamentos e manter os níveis de tensões adequados ao longo do alimentador, visto que a vida útil dos reguladores de tensão é dada pela quantidade de comutações realizadas. Ao definir uma temporização elevada e/ou uma largura de faixa grande, consegue-se diminuir a quantidade de comutações diárias, porém compromete-se o perfil de tensão entregue ao alimentador, e ao definir uma temporização pequena e/ou uma largura de faixa pequena, melhora-se o perfil de tensão, porém aumenta-se a quantidade de comutações diárias, diminuindo a vida útil dos contatos do regulador e aumentando a necessidade de manutenção nesses ativos das concessionárias.

O regulador de tensão monofásico RAV-2 da fabricante ITB, por exemplo, apresenta para uma média de carregando da linha de 70% em relação à corrente nominal, uma quantidade de comutações estimada de 500.000 para os contatos fixos e 250.000 para os contatos móveis devido aos desgastes mecânicos das molas de compressão. Assim, entende-se que uma manutenção deve ser realizada a cada 250.000 comutações. A projeção dos desgastes é ilustrada na figura 29.

FIGURA 29 – PROJEÇÃO DO DESGASTE DOS CONTATOS DO REGULADOR DE TENSÃO



FONTE: Manual de instruções do regulador de tensão RAV-2, REV202102, ITB (2021).

2.6.1.3. Possibilidade de conexão

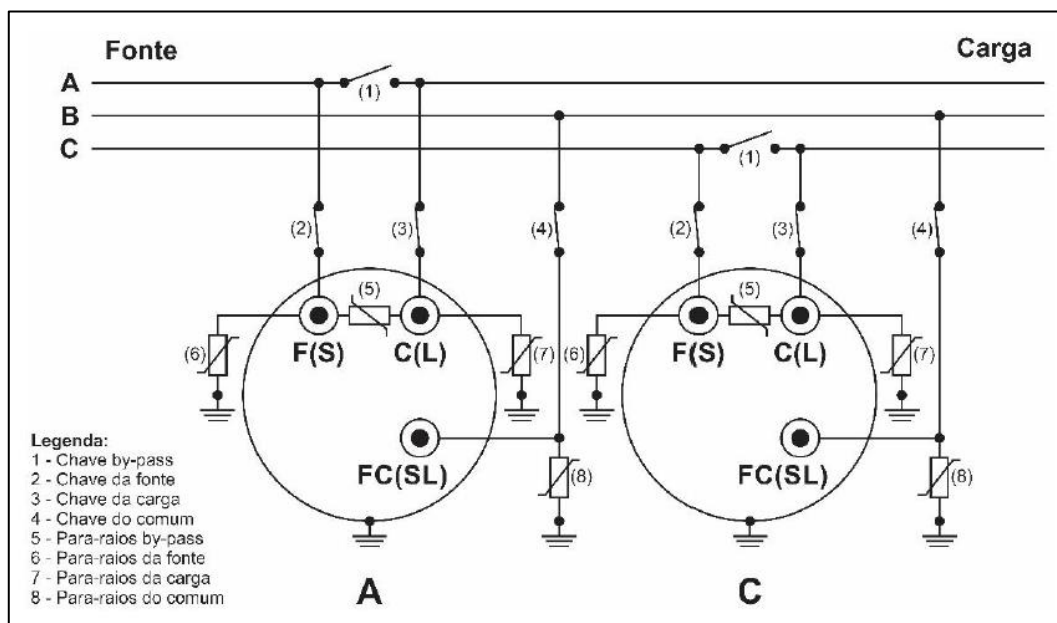
Os reguladores de tensão para aplicações em média tensão, em sua ampla maioria, apresentam composições de conexão formada por um ou mais reguladores monofásicos. Para ligações trifásicas, as conexões mais comuns dos reguladores de tensão, também chamados de BRT's, podem ser realizadas de três formas:

- I. Dois reguladores de tensão ligados na configuração delta aberto
- II. Três reguladores de tensão ligados na configuração delta fechado
- III. Três reguladores de tensão ligados na configuração estrela aterrado

2.6.1.3.1. Conexão em delta aberto

A conexão trifásica a três fios, fase-fase, com dois reguladores de tensão na configuração delta aberto é ilustrada na figura 30. Nesta configuração, a tensão nominal do regulador é igual à tensão fase-fase do sistema, a regulação máxima será de até $\pm 10\%$ devido à configuração de conexão e o sistema permite a operação em ambos os sentidos do fluxo de potência.

FIGURA 30 – CONEXÃO TRIFÁSICA DO BRT EM CONFIGURAÇÃO DELTA ABERTO

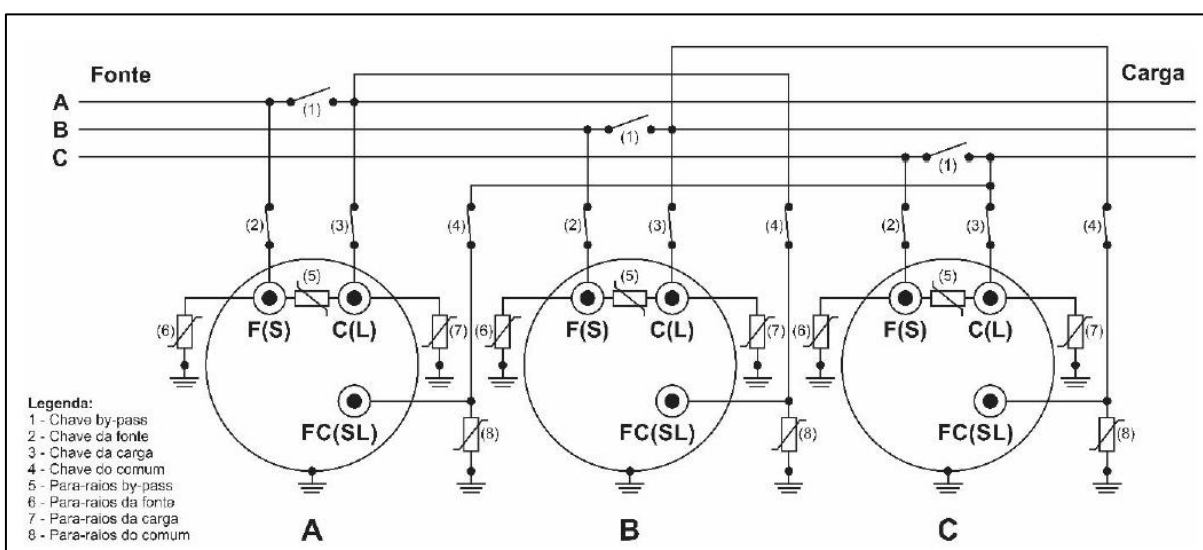


FONTE: Manual de instruções do regulador de tensão RAV-2, REV202102, ITB (2021).

2.6.1.3.2. Conexão em delta fechado

A conexão trifásica a três fios, fase-fase, com três reguladores de tensão na configuração delta fechado é ilustrada na figura 31. Nesta configuração, a tensão nominal do regulador é igual à tensão fase-fase do sistema, a regulação máxima será de até $\pm 15\%$ devido à configuração de conexão e o sistema permite a operação em ambos os sentidos do fluxo de potência.

FIGURA 31 – CONEXÃO TRIFÁSICA DO BRT EM CONFIGURAÇÃO DELTA FECHADO

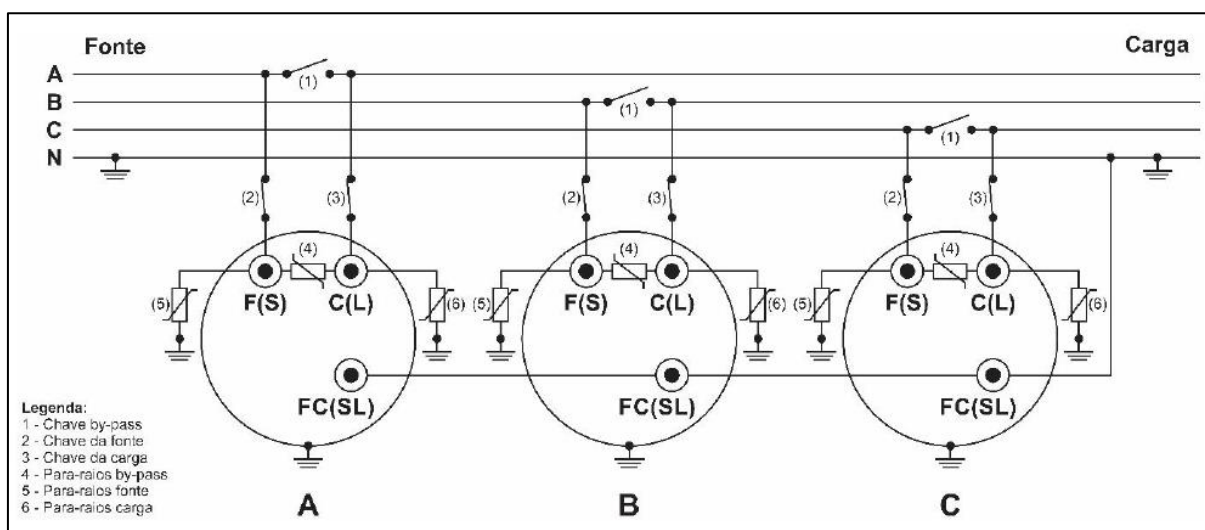


FONTE: Manual de instruções do regulador de tensão RAV-2, REV202102, ITB (2021)

2.6.1.3.3. Conexão em estrela aterrado

A conexão trifásica a quatro fios, fase-neutro, com três reguladores de tensão na configuração estrela aterrado é ilustrada na figura 32. Nesta configuração, a tensão nominal do regulador é igual à tensão fase-neutro do sistema, a regulação máxima será de até $\pm 10\%$ devido à configuração de conexão e o sistema permite a operação em ambos os sentidos do fluxo de potência sem a necessidade de conexões externas de TP's caso o controle do BRT seja realizado pelo controlador trifásico CTR-3.

FIGURA 32 – CONEXÃO TRIFÁSICA DO BRT EM CONFIGURAÇÃO ESTRELA ATERRADO



FONTE: Manual de instruções do regulador de tensão RAV-2, REV202102, ITB (2021)

2.6.1.4. Controlador para BRT's

Os controladores para BRT's são equipamentos de controle eletrônico que monitoram e comandam o funcionamento dos reguladores de tensão monofásicos ligados em bancos do tipo A ou tipo B. Eles são essenciais para manter o sincronismo e o monitoramento das operações de até três reguladores de tensão monofásicos interconectados, possibilitando a operação em modo trifásico pelo mestre ou pela média. O controlador para BRT permite ajustes para atuação em fluxo de potência direto, reverso e cogeração. Na figura 33 é apresentada a vista externa do controlador para BRT's modelo CTR-3 da fabricante ITB.

FIGURA 33 – VISTA EXTERNA DO CONTROLADOR PARA BRT'S MODELO CTR-3 DA FABRICANTE ITB



FONTE: Manual de instruções do controle para BRT's CTR-3, REV202312, ITB (2021)

2.6.1.5 Modos de operação

Os modos de operação dos bancos de reguladores de tensão utilizados para aplicações em média tensão são definidos pelas características do fluxo de potência no alimentador e pelas estratégias de controle necessárias para atender às demandas de regulação de tensão. Os modos de operação são: unidirecional, bidirecional e cogeração, e cada modo possui particularidades técnicas que impactam diretamente o desempenho do sistema e a operação dos reguladores.

2.6.1.5.1 Unidirecional

No modo unidirecional, a operação do banco de reguladores é baseada no pressuposto de que o fluxo de potência ocorre apenas no sentido tradicional, ou seja, da subestação para a carga. O regulador monitora a tensão no lado da carga, ajustando os *taps* de acordo com a magnitude da tensão medida e a banda de regulação configurada. Neste caso, as funções do controlador, como a tensão de referência (VREF), a insensibilidade (INS) ou largura de faixa e a temporização (TMP), são configuradas para operar considerando apenas o fluxo direto. Não há necessidade de recursos adicionais para detecção da direção do fluxo, tornando este modo adequado para alimentadores sem geração distribuída significativa. O controle unidirecional é menos complexo e exige menor capacidade de processamento do controlador, sendo amplamente utilizado em redes convencionais de distribuição.

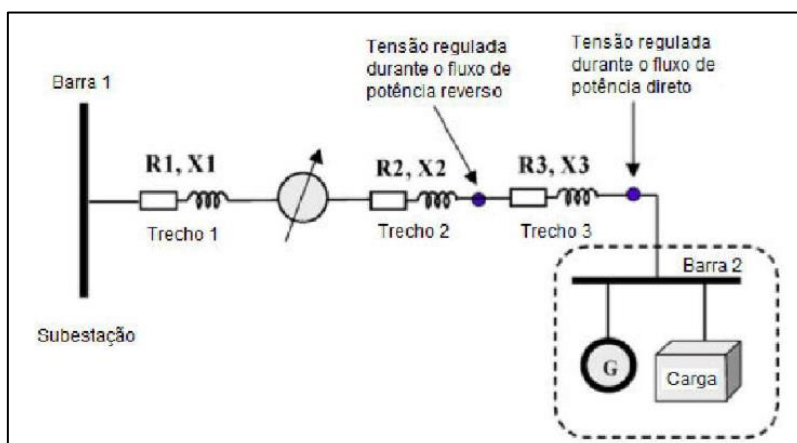
2.6.1.5.2 Bidirecional

O modo bidirecional é necessário em alimentadores que possuem geração distribuída conectada, ou sistemas em anel, que podem gerar fluxo de potência reverso (do consumidor para a subestação). Neste modo, o controlador do regulador deve monitorar a direção do fluxo de potência, utilizando TP's e TC's para medir a corrente e tensão em ambos os sentidos (fonte e carga). Com base na direção detectada, o controlador ajusta os parâmetros de operação, podendo adotar diferentes valores de VREF, INS e TMP dependendo do sentido do fluxo. Além disso, o controlador precisa gerenciar os limites de tensão (LVMAX e LVMIN) de forma independente para evitar problemas como sobretensão devido ao excesso de geração distribuída. Este modo requer controladores mais sofisticados, com algoritmos capazes de responder rapidamente às mudanças na direção do fluxo, garantindo a estabilidade e qualidade da tensão.

2.6.1.5.3 Cogeração

O modo de cogeração é uma extensão do modo bidirecional, aplicado em alimentadores com múltiplas fontes de geração distribuída operando simultaneamente. Neste caso, o regulador deve considerar tanto o fluxo direto quanto o reverso, além das interações entre diferentes pontos de geração no alimentador. Essa abordagem visa reduzir os desequilíbrios e melhorar a coordenação do banco de reguladores. O controlador também pode aplicar compensações de queda de tensão, ajustando os valores de R e X da linha para minimizar os efeitos das impedâncias do alimentador sobre a regulação de tensão. Na figura 34, é ilustrado o funcionamento do regulador em modo cogeração.

FIGURA 34 – ESQUEMA DO FUNCIONAMENTO DO REGULADOR EM MODO DE COGERAÇÃO



FONTE: Costa (2019)

3. METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO

Este capítulo tem como finalidade descrever as características técnicas do alimentador de distribuição modelado no *software OpenDSS*, utilizado para a análise do desempenho de reguladores de tensão diante da inserção de geração distribuída (GD) em diferentes cenários de injeção de potência. Além disso, busca-se avaliar os impactos da GD sobre o funcionamento desses equipamentos, especialmente em cenários com elevado fluxo reverso de potência.

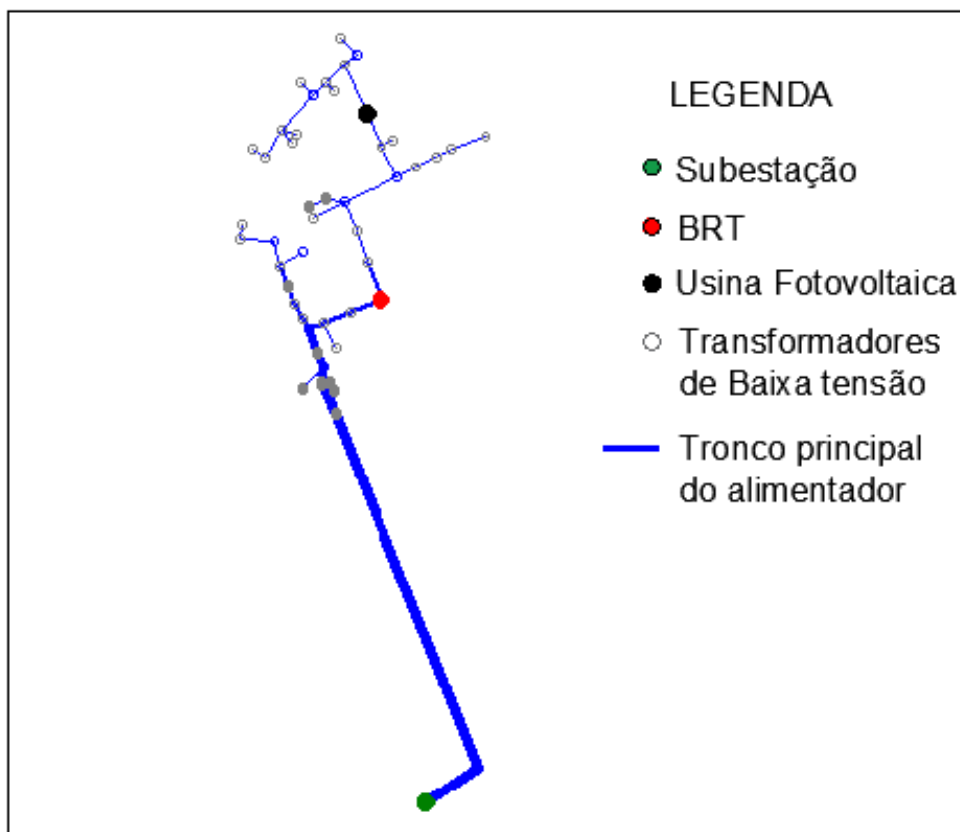
3.1. ALIMENTADOR MODELADO NO *OPENDSS*

A rede de distribuição de média tensão modelada no *OpenDSS* possui característica radial com aproximadamente 6km de extensão e contempla características tipicamente utilizadas em alimentadores brasileiros, conforme demonstrado na tabela 10.

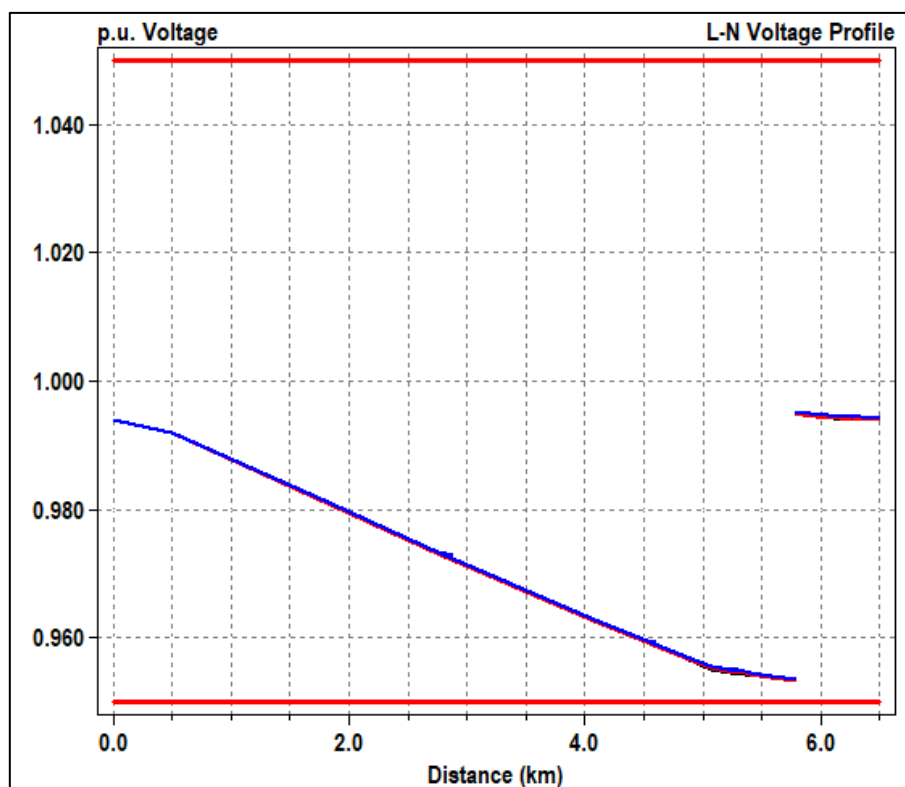
TABELA 10 – CARACTERÍSTICAS DO ALIMENTADOR MODELO NO *OPENDSS*

Características do alimentador	
Transformador da Subestação	
Tensão primária	69 kV
Tensão secundária	13,8 kV
Conexão	Y-Δ
Transformadores de BT	
Número de transformadores	44
Fases	Trifásico
Tensão primária	13,8 kV
Tensão secundária	0,220 kV
Conexão	Δ-Y
Linhas do tronco principal	
Cabeamento utilizado	Cabo protegido de 70mm ²
Linhas dos ramais	
Cabeamento utilizado	Cabo protegido de 35mm ²
Cargas	
Número total de cargas conectadas	63
Número de cargas residenciais	30
Número de cargas residenciais	24
Número de cargas industriais	9
Potência aparente total do alimentador	2,94 MVA
Potência aparente total residencial	0,294 MVA
Potência aparente total comercial	0,719 MVA
Potência aparente total industrial	1,92 MVA
Reguladores de tensão (BRT)	
Número de reguladores	3 conectados em delta fechado
Tensão primária	13,8 kV
Tensão secundária	13,8 kV
Fases	Monofásico
Conexão	Δ-Δ

FONTE: O autor (2025).

FIGURA 35 – TOPOLOGIA DO ALIMENTADOR MODELADO NO *OPENDSS*

FONTE: O autor (2025).

FIGURA 36 – PERFIL DE TENSÃO DO ALIMENTADOR MODELADO NO *OPENDSS*

FONTE: O autor (2025).

3.2. CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Com o alimentador já modelado, foi implementado um banco de reguladores de tensão composto por três reguladores monofásicos conectados ao tronco principal da rede, em configuração delta fechado. A jusante do ponto de regulação foi inserida uma usina fotovoltaica, representando a presença de múltiplas unidades de GD conectadas ao alimentador. Essa configuração visa avaliar os impactos da injeção de potência ativa a partir da GD sobre o desempenho dos reguladores de tensão, sobretudo em condições de fluxo reverso de potência.

3.2.1. Simulações estáticas

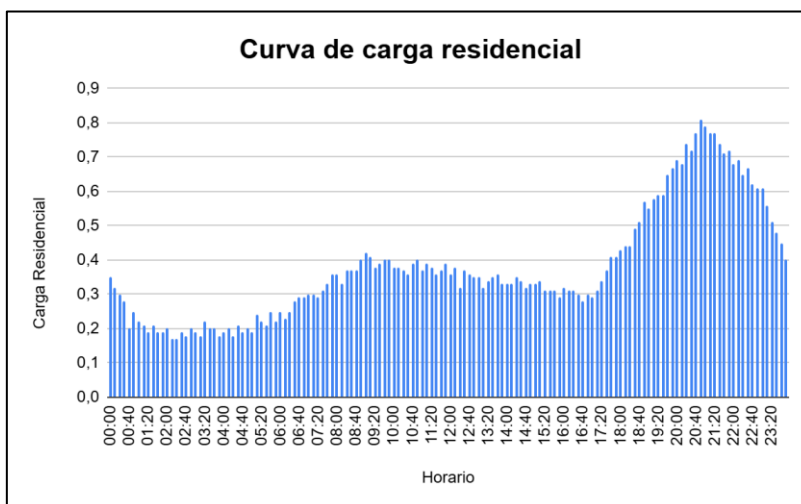
Para as simulações estáticas, foi adotado o método *snapshot* do *OpenDSS*, com o objetivo de avaliar o desempenho do BRT sob a influência do fluxo reverso de potência. Foram definidos dois cenários principais: no primeiro, considerou-se o aumento progressivo da injeção de GD no alimentador com o BRT operando em modo unidirecional; no segundo, foi mantido o perfil de crescimento da GD, porém com o BRT configurado para operar em modo bidirecional.

3.2.2. Simulações temporais

Para a simulação temporal, foi utilizado o modo *daily* do *OpenDSS*, configurado para realizar a análise dinâmica do desempenho do sistema elétrico ao longo de um horizonte de 24 horas, com resolução temporal de 10 minutos, totalizando 144 etapas de simulação.

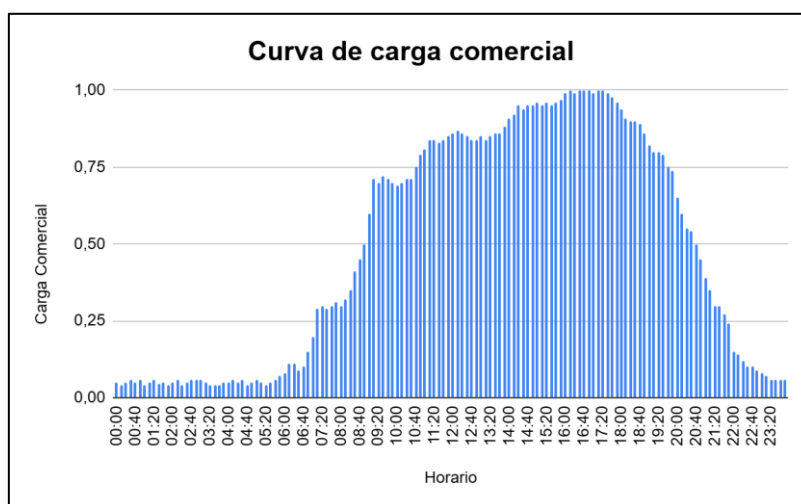
Assim, foram implementadas curvas típicas de carga para os setores residencial, comercial e industrial em um dia útil, conforme tipicamente representado pela literatura em Dias (2016). Para a representação da geração fotovoltaica, foi adotada uma curva característica de um dia parcialmente nublado, contemplando a variação intermitente da irradiância solar devido à passagem de nuvens, de modo a representar de forma mais realista o comportamento dinâmico da geração distribuída. Essa modelagem permitiu a análise do impacto do fluxo reverso de potência sobre a frequência de comutação dos *taps* do BRT, considerando as flutuações naturais de carga e geração ao longo do perfil diário de operação do sistema.

FIGURA 37 – CURVA DE CARGA RESIDENCIAL APLICADO A SIMULAÇÃO TEMPORAL



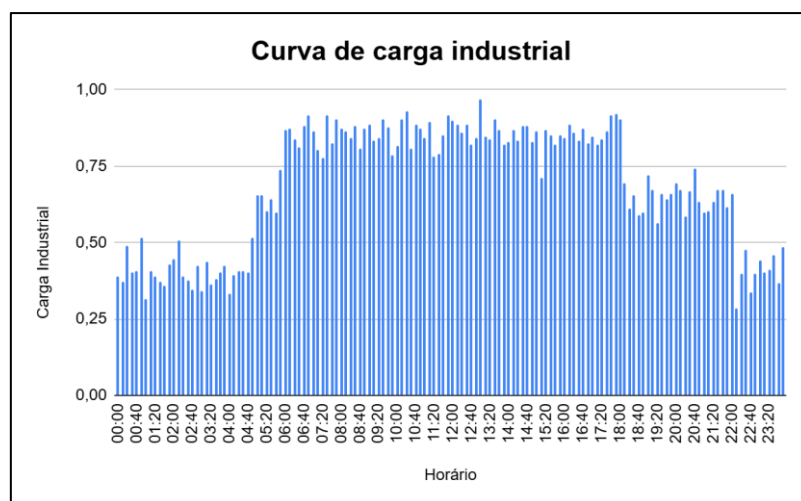
FONTE: O autor (2025).

FIGURA 38 – CURVA DE CARGA COMERCIAL APLICADO A SIMULAÇÃO TEMPORAL



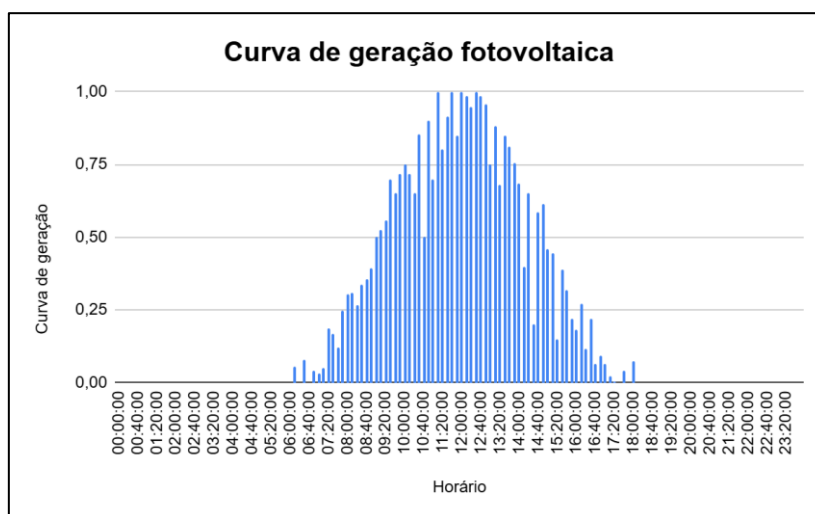
FONTE: O autor (2025).

FIGURA 39 – CURVA DE CARGA INDUSTRIAL APLICADO A SIMULAÇÃO TEMPORAL



FONTE: O autor (2025).

FIGURA 40 – CURVA DE GERAÇÃO DA USINA FOTOVOLTAICA APLICADO A SIMULAÇÃO TEMPORAL



FONTE: O autor (2025).

Para a simulação temporal, foram considerados três cenários distintos de geração distribuída no alimentador. O Cenário 1 corresponde à operação do sistema sem a presença de geração distribuída. O Cenário 2 representa uma condição de geração intermediária, com uma potência injetada de 2,5 MW. Já o Cenário 3 contempla uma condição de geração intensa, com injeção de 5 MW no sistema.

4. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Este capítulo tem por finalidade apresentar os resultados obtidos nas simulações tanto estáticas quanto temporais para todos os cenários bem como conclusões sobre os impactos do fluxo reverso sobre os reguladores de tensão.

4.1. CENÁRIO DE SIMULAÇÃO ESTÁTICO COM BRT UNIDIRECIONAL

Neste cenário, foram realizadas simulações com o objetivo de analisar o comportamento do fluxo de potência no alimentador sob o aumento progressivo da injeção de potência ativa proveniente da geração distribuída (GD). O alimentador conta com um banco regulador de tensão (BRT) operando no modo unidirecional, configuração convencionalmente empregada em redes de distribuição onde não se considera a ocorrência de fluxo reverso. O BRT foi parametrizado para realizar a leitura da tensão no lado secundário dos reguladores, atuando por meio de comutação dos *taps* com a finalidade de manter a tensão secundária estabilizada em 1,00 pu.

A tabela 11 apresenta os resultados do fluxo de potência no alimentador em função da variação da potência ativa trifásica injetada pela GD. Nessa tabela, é exibida a potência ativa trifásica medida no lado secundário dos reguladores em comparação com os níveis de geração. Para fins de interpretação, considerou-se potência ativa com sinal positivo como indicativo de fluxo direto de potência (sentido da subestação para a carga) sobre o BRT, enquanto valores negativos representam condição de fluxo reverso no BRT (sentido das cargas para a subestação).

TABELA 11 – RESULTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA NO BRT NO MODO UNIDIRECIONAL

Potência ativa injetada pela GD (kW)	Potência ativa no secundário do BRT (kW)	Tensão no primário do BRT em pu	Tensão no secundário do BRT em pu	Posição do <i>tap</i> do BRT
0	+900	0,9531	0,9948	7
500	+402	0,9601	0,9961	6
1000	-96	0,967	0,9972	5
1500	-597	0,9737	0,9981	4
2000	-1095	0,9803	0,9987	3
2500	-1593	0,9867	0,9991	2
3000	-2091	0,993	0,9993	1
3500	-2589	0,9992	0,9993	0
4000	-3087	1,005	1,005	0
4500	-3582	1,017	1,011	-1
5000	-4080	1,029	1,017	-2
5500	-4569	1,034	1,022	-2
6000	-5067	1,046	1,027	-3
6500	-5565	1,059	1,033	-4

FONTE: O autor (2025).

A partir da tabela 11 observa-se que BRT operando em modo unidirecional mantém a tensão no lado secundário estabilizada em 1,00 pu, mesmo diante do início do fluxo de potência reverso, que se manifesta a partir da injeção de 1 MW pela GD. Contudo, por estar configurado para operar exclusivamente no modo unidirecional, o BRT não reconhece a inversão do fluxo de potência e continua atuando com base em uma lógica de controle voltada ao fluxo direto.

Essa limitação se torna crítica à medida que a potência injetada pela GD aumenta. A partir de 4,5 MW, a tensão no barramento primário do BRT (lado da subestação) ultrapassa 1,00 pu devido ao excesso de geração local, que supera a queda de tensão natural do alimentador. Em resposta, o regulador passa a operar com *tap* negativo com o objetivo de diminuir a tensão no lado secundário.

Entretanto, como o fluxo de potência é reverso, a atuação do *tap* com base na lógica unidirecional tem efeito contrário ao desejado como observado pela relação de transformação do transformador dado pela equação 12.

$$\frac{V_{\text{primário}}}{V_{\text{secundário}}} = \frac{N_{\text{primário}}}{N_{\text{secundário}}} \quad (12)$$

Onde $V_{\text{primário}}$ representa a tensão no lado primário do regulador de tensão, $V_{\text{secundário}}$ representa a tensão medida no lado secundário do regulador de tensão, $N_{\text{primário}}$ representa o número de espiras do enrolamento primário do regulador de tensão e $N_{\text{secundário}}$ representa o número de espiras do enrolamento secundário do regulador de tensão.

Na condição de fluxo direto, quando o regulador aplica *taps* positivos, ele aumenta a relação de espiras do $N_{\text{secundário}}$, tornando a relação de espiras maior que 1. Por exemplo, quando o *tap* está na posição +4, a relação de espiras do secundário será $N_{\text{secundário}} = 1,025$ pu, dado que cada intervalo de variação do *tap* é de 0,00625 pu. Assim a relação de espiras será:

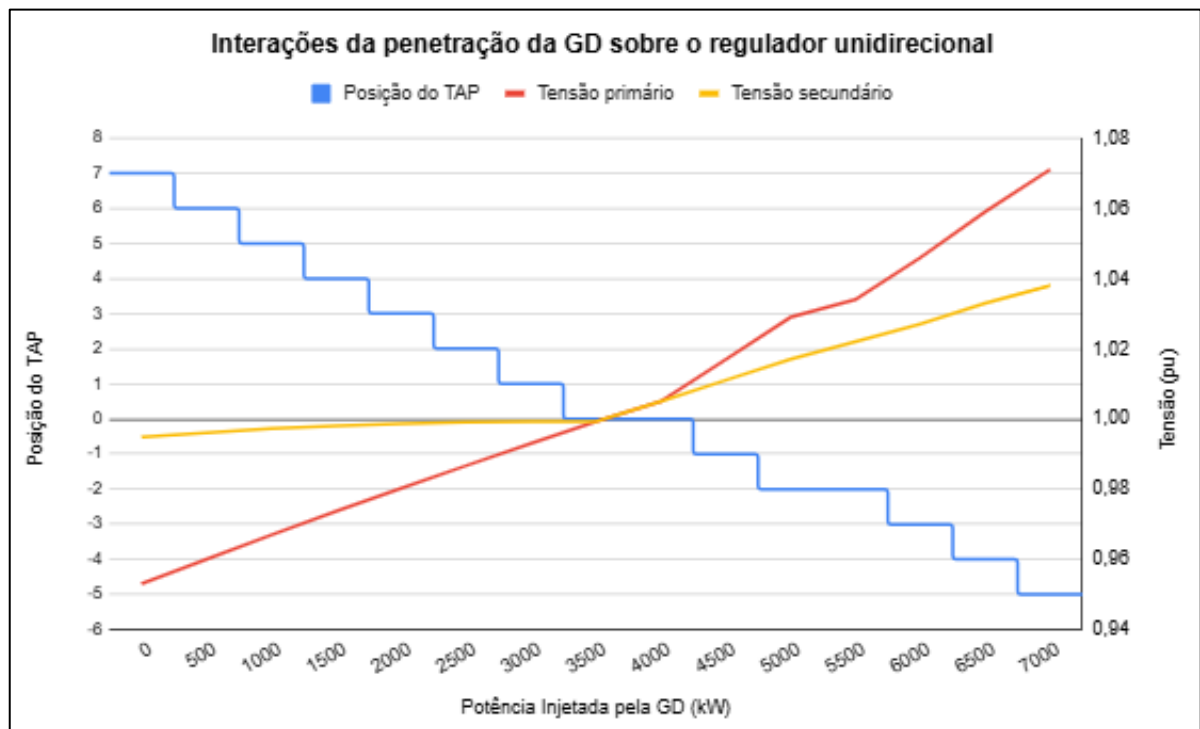
$$\frac{N_{\text{primário}}}{N_{\text{secundário}}} = \frac{1,00}{1,025} = 0,9756 \text{ (adimensional)} \quad (13)$$

Dessa forma, seguindo o exemplo número com os dados da tabela 11, para *tap* +4, a tensão que chega no primário do regulador de tensão é de 0,9737 pu devido às quedas de tensão no alimentador, onde a tensão no secundário do regulador de tensão, respeitando a relação de espiras dado na equação 13, será:

$$V_{secundário} = \frac{V_{primário}}{\frac{N_{primário}}{N_{secundário}}} = \frac{0,9737}{0,9756} = 0,9980 \text{ pu} \quad (14)$$

Entretanto, quando o regulador aplica um *tap* negativo, ele reduz $N_{secundário}$, tornando a relação de espiras maior que 1, ou seja, na condição de fluxo direto, o valor de $V_{secundário}$ é reduzido em relação à tensão no primário. No entanto, sob condições de fluxo reverso, o lado secundário passa a ser o ponto de geração, ou seja, a direção do fluxo de potência passante pelo regulador passa a observar o $N_{secundário}$ como $N_{primário}$. Porém, o regulador que opera no modo unidirecional não compreende que o fluxo de potência se inverteu e continua realizando suas comutações para o fluxo direto de potência resultando em uma elevação de $V_{primário}$, assim, contribuindo diretamente para a sobretensão no tronco principal do alimentador, assim como evidenciado pela figura 41 que registra o comportamento do BRT operando no modo unidirecional submetido a inversão de fluxo.

FIGURA 41 – GRÁFICO DA RELAÇÃO DA GD COM O COMPORTAMENTO DO BRT NO MODO UNIDIRECIONAL



FONTE: O autor (2025).

Nota-se que, a partir da injeção de 4,5 MW de potência ativa pela GD e com o fluxo reverso ultrapassando 3,5 MW através do BRT, inicia-se a contribuição efetiva com a sobretensão no tronco principal do alimentador. Esse comportamento evidencia

o impacto significativo da GD sobre o perfil de tensão da rede, sobretudo quando o BRT opera em modo unidirecional, sem a capacidade de identificar e reagir adequadamente ao fluxo de potência reverso.

4.2. CENÁRIO DE SIMULAÇÃO ESTÁTICO COM BRT BIDIRECIONAL

Já para o cenário de simulação estático com o parâmetro bidirecional habilitado para operações com fluxo reverso de potência no BRT, o *software OpenDSS* apresentou inconsistência nos resultados obtidos em comparação com o comportamento de operação esperado.

4.2.1. Resultados esperados para simulação estática com BRT bidirecional

Para averiguar a discrepância dos resultados obtidos na simulação com os resultados esperados da operação do BRT bidirecional operando com fluxo reverso de potência, primeiramente foram estudados os resultados esperados da interação da GD sobre regulador operando no modo bidirecional como exposto na tabela 12 que apresenta os valores de potência ativa trifásica observada pelo secundário do BRT e as relaciona com os valores de tensão no primário, secundário e posição do *tap* do BRT operando no modo bidirecional.

TABELA 12 – RESULTADOS ESPERADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA NO BRT NO MODO BIDIRECIONAL

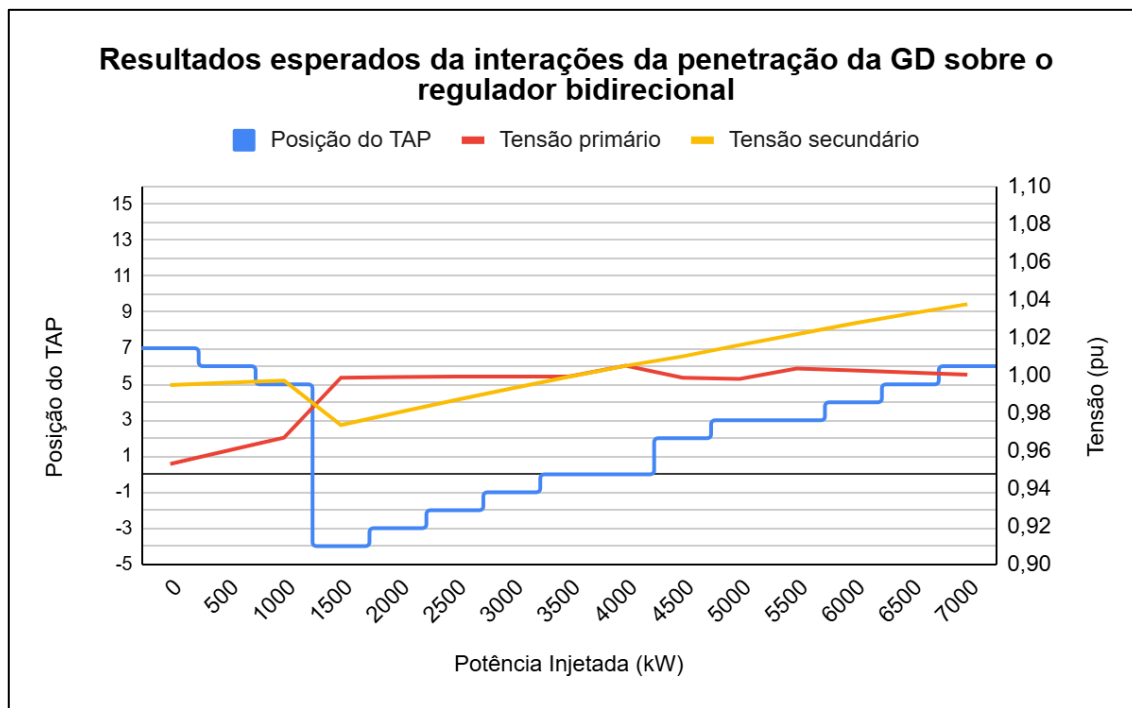
Potência ativa injetada pela GD (kW)	Potência ativa no secundário do BRT (kW)	Tensão no primário do BRT em pu	Tensão no secundário do BRT em pu	Posição do <i>tap</i> do BRT
0	+900	0,9531	0,9948	7
500	+402	0,9601	0,9961	6
1000	-96	0,967	0,9972	5
1500	-597	0,9987	0,9737	-4
2000	-1095	0,9991	0,9803	-3
2500	-1593	0,9993	0,9868	-2
3000	-2091	0,9993	0,9931	-1
3500	-2589	0,9993	0,9992	0
4000	-3087	1,005	1,005	0
4500	-3582	0,9987	1,01	2
5000	-4080	0,998	1,016	3
5500	-4569	1,0035	1,0217	3
6000	-5067	1,0025	1,0274	4
6500	-5565	1,0014	1,0326	5
7000	-6060	1,00031	1,0376	6

FONTE: O autor (2025).

A partir da tabela 12, para tornar os resultados mais visíveis, foi confeccionado

o gráfico que apresenta os resultados esperados do comportamento do BRT operando no modo bidirecional conforme figura 42.

FIGURA 42 – GRÁFICO DOS RESULTADOS ESPERADOS DA RELAÇÃO DA GD COM O COMPORTAMENTO DO BRT NO MODO BIDIRECIONAL



FONTE: O autor (2025).

Com isso, nota-se que o regulador opera de forma semelhante ao modo unidirecional até aproximadamente 1000kW de potência injetada da GD, e mantém seus *taps* operando na faixa positiva para elevar a tensão no lado secundário diante do fluxo direto de potência até que, com aproximadamente 1500 kW de potência injetada da GD, o fluxo de potência se inverte sob a ótica do regulador de tensão que passa a operar no modo bidirecional. Entretanto, para tal potência injetada, a tensão lida no secundário do regulador ainda é menor que 1,00 pu, fazendo com que o BRT passe a operar com *taps* negativos para elevar a tensão no primário devido à relação de transformação do regulador de tensão que sob a ótica do fluxo reverso de potência, resulta numa relação de espiras maior que 1 fazendo com que a tensão do primário se eleve, assim como observado pela resolução da equação da relação de transformação para o cenário com 1500 kW de potência injetada, onde o regulador está operando com tap negativo -4 e a tensão lida no secundário do regulador é 0,9737 pu.

Para *tap* -4, a relação de espiras no secundário do regulador é $N_{\text{secundário}} = 0,975$, ou seja, A relação de espiras do regulador é:

$$\frac{N_{\text{primário}}}{N_{\text{secundário}}} = \frac{1,00}{0,975} = 1,0256 \quad (15)$$

Assim, a tensão no primário do regulador será:

$$V_{\text{primário}} = \frac{N_{\text{primário}}}{N_{\text{secundário}}} \times V_{\text{secundário}} = 1,0256 \times 0,9737 \quad (16)$$

$$V_{\text{primário}} = 0,9987 \text{ pu} \quad (17)$$

Da mesma maneira, quando a potência de geração da Usina Fotovoltaica é aproximadamente 4000 kW, ocorre outro fenômeno no alimentador: a tensão no secundário do regulador torna-se maior que 1,00 pu, fazendo com que o regulador passe a operar com *taps* positivos para reduzir a tensão no primário assim como observado pelos cálculos a seguir para o cenário com 5500 kW de potência injetada pela GD, o regulador opera com *tap* positivo de +3 e a tensão lida no secundário do regulador é 1,0217 pu, onde para *tap* +4, a relação de espiras no secundário é $N_{\text{secundário}} = 1,01875 \text{ pu}$.

$$\frac{N_{\text{primário}}}{N_{\text{secundário}}} = \frac{1,00}{1,01875} = 0,9815 \quad (18)$$

$$V_{\text{primário}} = \frac{N_{\text{primário}}}{N_{\text{secundário}}} \times V_{\text{secundário}} = 0,9815 \times 1,0217 \quad (18)$$

$$V_{\text{primário}} = 1,002 \text{ pu} \quad (19)$$

Assim, nota-se que os resultados esperados se mostram coerentes com a real operação dos BRT's bidirecionais sob fluxo reverso de potência, entretanto, bem diferentes dos resultados obtidos nas simulações.

4.2.2. Resultados obtidos para simulação estática com BRT bidirecional

Já para os resultados obtidos nas simulações do *OpenDSS*, a tabela 13 apresenta os valores da potência ativa trifásica observada pelo secundário do BRT e os valores de tensão no primário, secundário e posição do *tap* do regulador de tensão, assim como a figura 43 apresenta de forma visual o comportamento obtido por simulação do BRT operando no modo bidirecional para as diferentes intensidades de

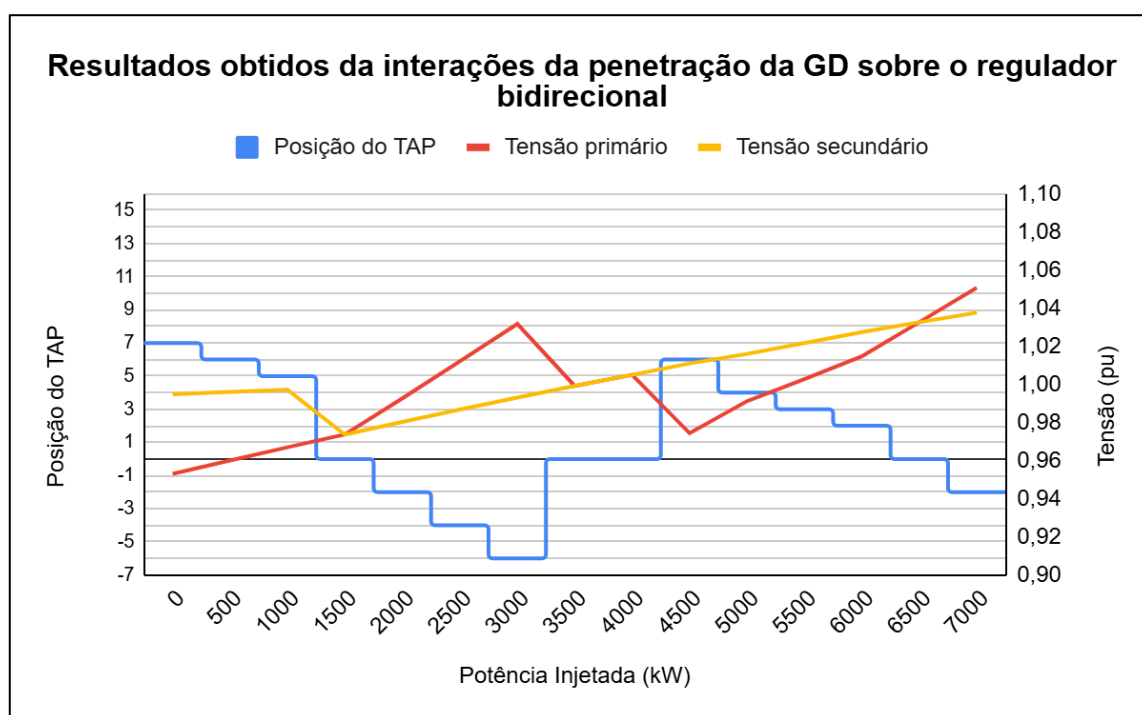
injeção de potência pela GD.

TABELA 13 – RESULTADOS OBTIDOS DO FLUXO DE POTÊNCIA NO BRT NO MODO BIDIRECIONAL

Potência ativa injetada pela GD (kW)	Potência ativa no secundário do BRT (kW)	Tensão no primário do BRT em pu	Tensão no secundário do BRT em pu	Posição do <i>tap</i> do BRT
0	+900	0,9531	0,9948	7
500	+402	0,9601	0,9961	6
1000	-96	0,967	0,9972	5
1500	-597	0,9737	0,9737	0
2000	-1095	0,9927	0,9803	-2
2500	-1593	1,0121	0,9868	-4
3000	-2091	1,0317	0,9931	-6
3500	-2589	0,9992	0,9992	0
4000	-3087	1,005	1,005	0
4500	-3582	0,9744	1,011	6
5000	-4080	0,9912	1,016	4
5500	-4569	1,0028	1,0217	3
6000	-5067	1,0147	1,0274	2
6500	-5565	1,0326	1,0326	0
7000	-6060	1,0507	1,0376	-2

FONTE: O autor (2025).

FIGURA 43 – GRÁFICO DOS RESULTADOS OBTIDOS DA RELAÇÃO DA GD COM O COMPORTAMENTO DO BRT NO MODO BIDIRECIONAL



FONTE: O autor (2025).

Dessa forma, nota-se que o regulador apresenta um comportamento correto de funcionamento até aproximadamente 1000 kW de potência injetada pela GD onde

o regulador não está sobre influência do fluxo reverso de potência. Entretanto, após o regulador ser submetido ao fluxo reverso de potência em aproximadamente 1500 kW de potência injetada pela GD, ele operar com *taps* negativos que aumentam gradualmente conforme há o aumento da potência reversa passante sobre o regulador fazendo com que em aproximadamente 3000 kW de potência injetada pela GD, a tensão no primário seja elevada para 1,0317, assim demonstrando um resultados não coerentes com o comportamento esperado para o regulador de tensão operando no modo bidirecional.

Ainda, em aproximadamente 4000 kW de potência injetada pela GD, a tensão lida no secundário do regulador passa a ser maior que 1,00 pu e o regulador passa a operar com *taps* positivos para reduzir a tensão do primário, entretanto, o resultado obtido foi uma severa queda na tensão reduzindo a tensão do primário para 0,9744 pu quando a potência injetada da GD aumenta para 4500 kW.

Com isso, observa-se que de fato os resultados obtidos pelas simulações apresentam um comportamento distinto dos resultados esperados comprovando que o *software OpenDSS* apresenta inconsistências no modelo interno de operação do regulador de tensão com o parâmetro bidirecional habilitado. A hipótese mais plausível para tal inconsistência no modelo de operação do regulador de tensão com o parâmetro bidirecional habilitado está na possível alteração na interpretação dos lados do primário e secundário do regulador.

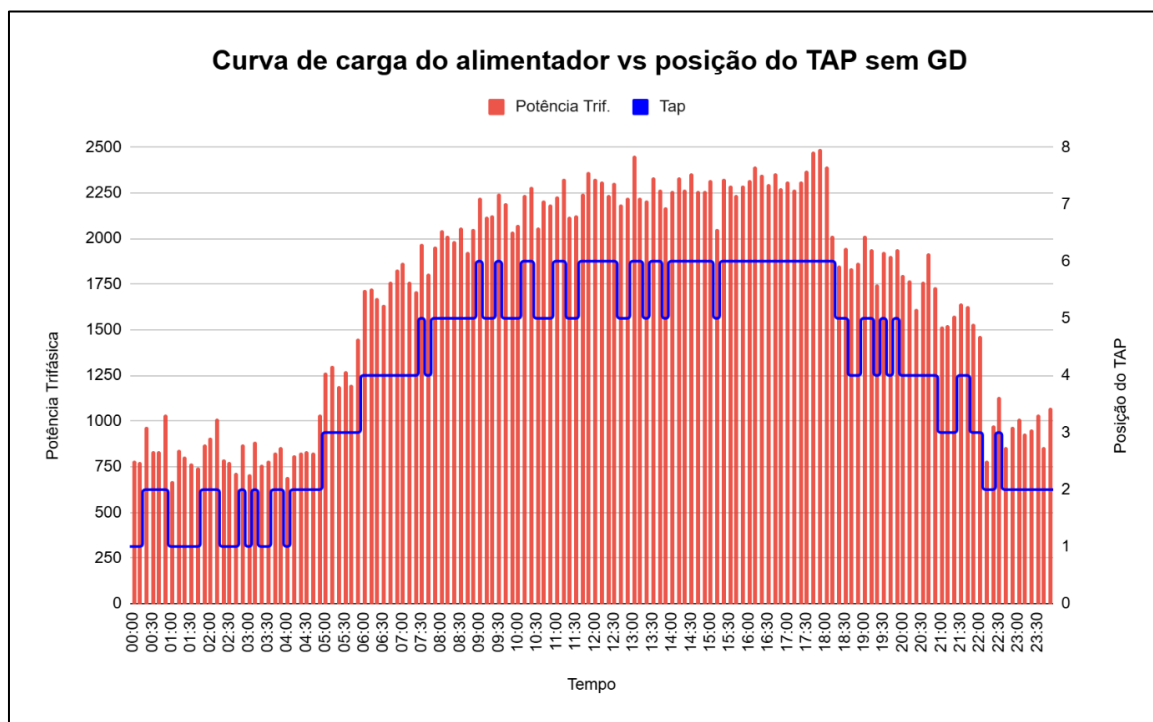
4.3. CENÁRIO DE SIMULAÇÃO TEMPORAL

O objetivo da simulação temporal é analisar as taxas de comutação dos reguladores de tensão ao longo de um intervalo de 24 horas sob diferentes níveis de injeção da geração distribuída (GD), a fim de avaliar as implicações desse comportamento dinâmico na vida útil dos equipamentos.

4.3.1. Cenário 1 – Sem GD

O Cenário de Simulação 1 foi definido com o objetivo de analisar o comportamento do BRT ao longo de 24 horas, na ausência de geração distribuída no alimentador. A figura 44 apresenta a curva de carga trifásica do alimentador medido na subestação com resolução temporal de 10 minutos, bem como a atuação do mecanismo de comutação de *taps* do BRT. Neste cenário, foram registradas 48 comutações de *tap*.

FIGURA 44 – ANÁLISE DE COMUTAÇÃO DO BRT AO LONGO DO DIA SEM GD

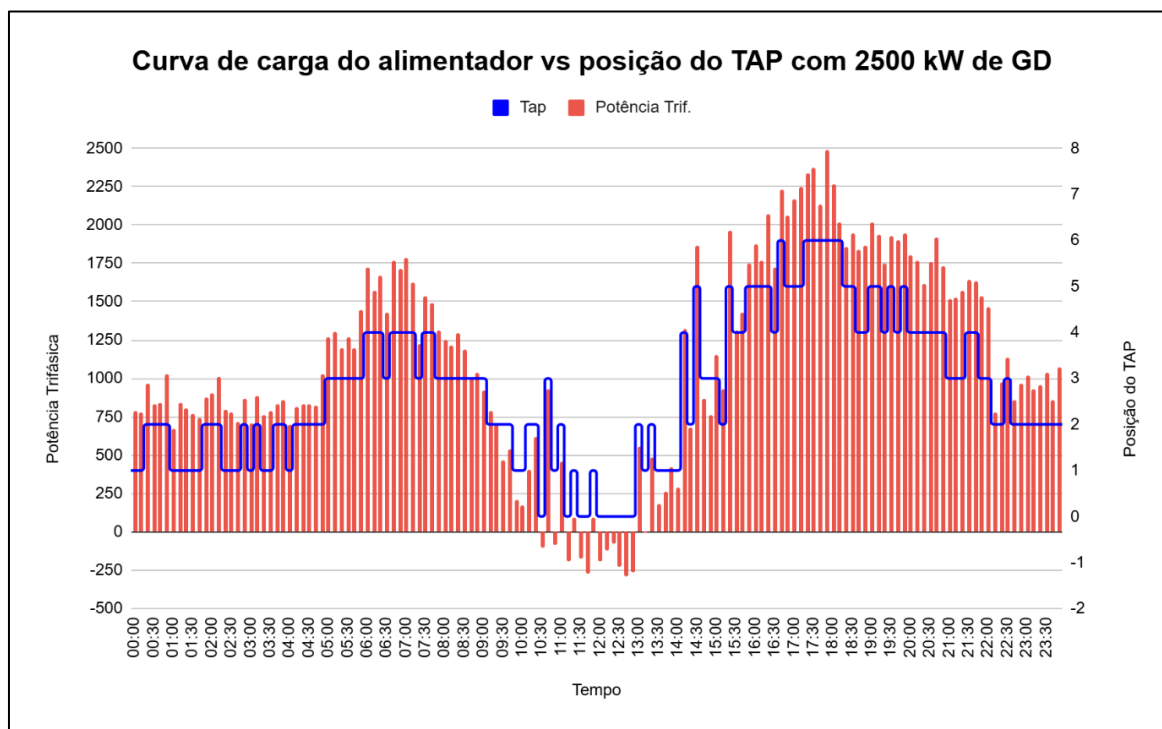


FONTE: O autor (2025).

4.3.2. Cenário 2 – com 50% de GD

No Cenário de Simulação 2, foi inserido um nível intermediário de geração distribuída no alimentador, dimensionado de forma a operar próximo ao limiar de reversão do fluxo de potência. Para esse cenário, a potência ativa injetada pela GD foi de 2500 kW. A figura 45 apresenta o comportamento do BRT ao longo de 24 horas, destacando a relação de comutações ao longo do dia com a influência da GD sobre a curva de carga do alimentador, onde observa-se que a presença da GD acentuou as variações no perfil de tensão, levando a um aumento na frequência de comutação do regulador. Como resultado, o BRT realizou 78 operações de *tap* ao longo do dia.

FIGURA 45 – ANÁLISE DE COMUTAÇÃO DO BRT AO LONGO DO DIA COM GD INTERMEDIÁRIA

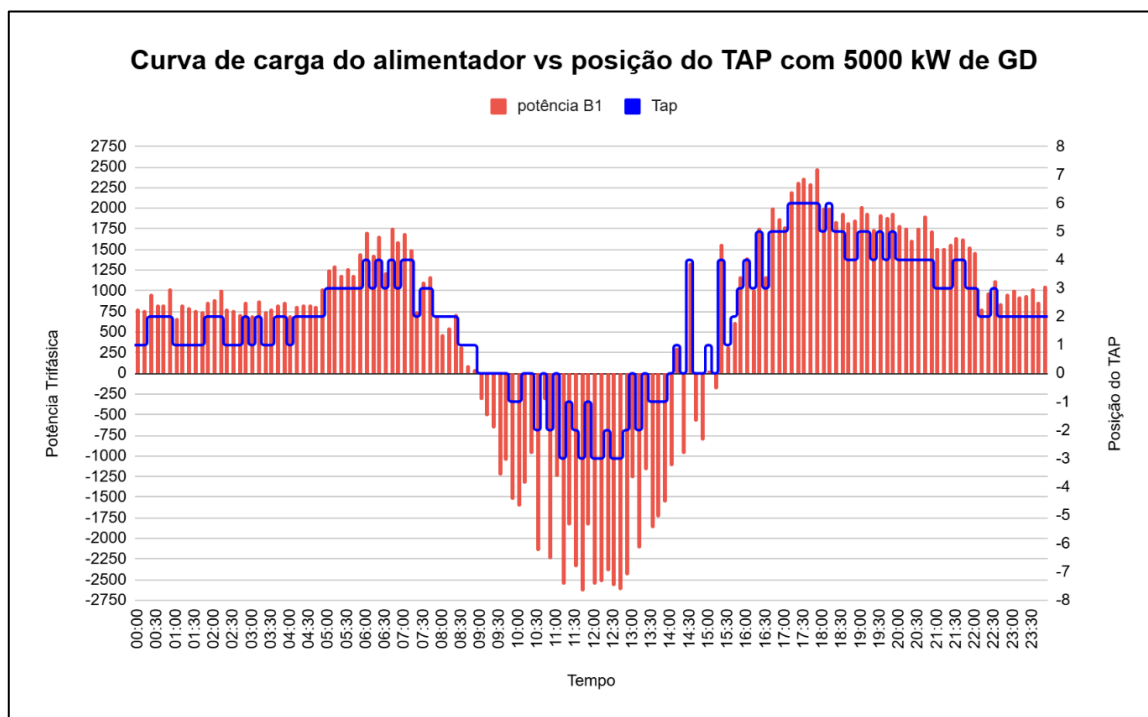


FONTE: O autor (2025).

4.3.3. Cenário 3 – com 100% de GD

Já no Cenário de Simulação 3, foi inserido um nível intenso de geração distribuída no alimentador, com potência ativa injetada de 5000 kW. A figura 46 apresenta o comportamento do BRT ao longo de 24 horas, destacando a relação de comutações ao longo do dia com a influência intensa da GD sobre a curva de carga do alimentador. Neste cenário é possível observar que a presença da GD acentuou ainda mais as variações no perfil de tensão e resultando em um aumento expressivo na quantidade de comutações do regulador. Como consequência, nesse cenário, o BRT efetuou 102 operações de mudança de *tap*.

FIGURA 46 – ANÁLISE DE COMUTAÇÃO DO BRT AO LONGO DO DIA COM GD INTENSA



FONTE: O autor (2025).

4.3.4. Resultados

A tabela 14 apresenta os resultados obtidos da simulação temporal para os 3 cenários e evidencia o impacto causado sobre a frequência das operações de comutação nos BRT.

TABELA 14 – COMPARAÇÃO DA QUANTIDADE DE COMUTAÇÕES DO BRT POR CENÁRIO DE SIMULAÇÃO

Cenário	Quantidade de comutações realizadas no dia	Nível de fluxo reverso sobre o BRT
Cenário 1	48	Nenhum
Cenário 2	72	Baixo
Cenário 3	102	Alto

FONTE: O autor (2025).

De acordo com o fabricante ITB, o modelo de regulador de tensão monofásico RAV-2 possui contatos móveis com vida útil estimada de 250.000 comutações. Com base nos resultados obtidos nas simulações, foi possível estimar a durabilidade desses componentes em cada cenário analisado. No cenário 1, sem presença de geração distribuída, BRT realizou 48 comutações diárias, o que indica uma vida útil dos contatos móveis projetada de aproximadamente 14,26 anos sem necessidade de

substituição. Já no cenário 2, com injeção intermediária de geração distribuída e ocorrência de fluxo reverso baixo no alimentador, o número de comutações subiu para 78 por dia, reduzindo a vida útil dos contatos móveis para cerca de 9,51 anos — uma queda de aproximadamente 33% em relação ao cenário base. Por fim, no cenário 3, caracterizado por alto nível de geração distribuída e fluxo reverso acentuado no alimentador, o BRT realizou 102 comutações diárias, reduzindo a estimativa de vida útil dos contatos móveis para 6,71 anos, o que representa uma diminuição de 52% em comparação com o cenário sem GD. Esses resultados evidenciam o impacto direto do fluxo de potência reverso sobre a frequência de operação dos reguladores e, consequentemente, sobre sua manutenção preventiva e custos operacionais para troca dos contatos fixos e móveis desses equipamentos.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Este trabalho analisou os impactos do fluxo de potência reverso proveniente da geração distribuída sobre a operação de um banco de reguladores de tensão instalados em redes de média tensão, utilizando o *software OpenDSS* como ferramenta de modelagem e simulação. A abordagem adotada incluiu simulações estáticas e temporais com diferentes níveis de injeção de GD e modos de operação dos reguladores de tensão.

Nas simulações estáticas com o BRT operando no modo unidirecional, observou-se que o regulador consegue manter a tensão próxima de 1,00 pu enquanto o fluxo de potência se mantém majoritariamente direto. Porém, à medida que a geração distribuída aumenta, e o fluxo reverso se intensifica, o regulador passa a interpretar de forma errada o sentido do fluxo. Como consequência, ele continua elevando a tensão como se estivesse em condição de carga convencional, o que acaba contribuindo diretamente para a ocorrência de sobretensão no alimentador.

Na sequência, ao habilitar o modo bidirecional de operação no BRT, observou-se um comportamento divergente do esperado. Os resultados indicaram que o regulador atuou com *taps* incoerentes com a lógica física do fluxo reverso, ocasionando sobretensões ou subtensões indevidas no sistema. Tal inconsistência revela limitações no modelo interno do *OpenDSS* para simulações com BRTs bidirecionais, sugerindo que o algoritmo de controle do *software* não interpreta corretamente os lados primário e secundário em situações de reversão de potência.

As simulações temporais reforçaram os impactos negativos do fluxo reverso sobre a frequência de operação dos BRTs. Com o aumento da geração distribuída, verificou-se um crescimento expressivo no número de comutações diárias — de 48 comutações no cenário sem GD para 102 no cenário com geração distribuída intensa reduzindo significativamente a vida útil dos contatos móveis dos reguladores, comprometendo a confiabilidade do sistema e elevando os custos de manutenção preventiva e substituição de equipamentos.

5.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Diante das limitações observadas nas simulações, principalmente quanto ao comportamento do regulador de tensão em modo bidirecional no *OpenDSS*, surgem várias possibilidades de continuidade deste estudo.

Uma das principais recomendações é a investigação mais aprofundada do

funcionamento interno do algoritmo de controle do regulador em modo bidirecional no *OpenDSS*. Os resultados obtidos neste trabalho levantaram a hipótese de que o *software* apresenta inconsistências na interpretação do sentido do fluxo de potência e na aplicação correta da lógica de regulação em condições de reversão. Estudos adicionais, como análise do código-fonte ou a implementação de medições manuais em cada ponto de decisão do controle, podem contribuir para confirmar e detalhar o seu funcionamento.

Outra linha de pesquisa relevante é a simulação de cenários com múltiplos bancos reguladores de tensão operando em cascata ao longo de um mesmo alimentador. Nessas situações, o impacto da geração distribuída tende a ser ainda mais complexo, podendo causar interações entre os BRTs que dificultam a regulação coordenada da tensão. Avaliar o comportamento desses sistemas frente a diferentes níveis de penetração de GD pode fornecer informações importantes para o planejamento e operação de redes mais modernas e descentralizadas.

REFERÊNCIAS

GIL, H. I. *Geração Distribuída e Microgeração*. 1. ed. São Paulo: Editora da Energia, 2019.

LEÃO, R. P. S. *Distribuição de Energia Elétrica*. 2017.

SILVA, J. L. de S. Análise do Avanço da Geração Distribuída no Brasil. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 1, p. 98–117, 2018.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Módulo 08. Qualidade da Energia Elétrica. 2021.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 01. Glossário de Termos Técnicos. 2021.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. PAR/PEL 2023 – Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN: ciclo 2024–2028. Revista PAR/PEL. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

MONTICELLI, Adilson. *Fluxo de Carga em Redes Elétricas*. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

ALVES, Ana Beatriz; RAMOS, Lucas Feksa. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na curva de pato em um sistema elétrico e a utilização de armazenamento como método de mitigação. In: *Engenharias: desafios e soluções nas múltiplas fronteiras do conhecimento*. Porto Velho: Fundação Universidade Federal de Rondônia, 2024.

DIAS, Cícero Fábio dos Santos. Análise dos impactos da geração distribuída em um alimentador de média tensão utilizando o software OpenDSS. 2019. 78 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

SILVA, Tiago Batista da. Análise do avanço da geração distribuída no Brasil. *Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento*, v. 5, n. 5, p. 1–15, maio 2021.

UNITED STATES. Energy Information Administration. California's duck curve illustrates growing effect of solar on electricity supply and demand. *Today in Energy*, 19 mar. 2024. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>. Acesso em: 26 set. 2024.

BRASIL. ANEEL aprova medidas para simplificar a conexão de consumidores de microgeração distribuída. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-aprova-medidas-para-simplificar-a-conexao-de-consumidores-de-microgeracao-distribuida>>. Acesso em: 28 set. 2024.

COSTA, Marcelo Sousa. Impacto técnico e econômico da integração de uma geração distribuída de alta capacidade em um sistema de distribuição com reguladores de tensão em cascata. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em: 13 out. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Procedimentos de Rede. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: 19 out. 2024.

EPRI - Electric Power Research Institute. *OpenDSS: Open Source Distribution System Simulator*. 2018. Disponível em: <https://www.epri.com>.

FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. *Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes Utilizando o Software OpenDSS*. 2015. Trabalho de Formatura (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

TOSHIBA DO BRASIL S.A. Manual de instruções para reguladores de tensão monofásicos. São Paulo: Toshiba do Brasil S.A, 2007.

ITB EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS LTDA. Manual de instruções: regulador de tensão monofásico tipo transformador por degraus – modelo RAV-2. MIR-001 | PT-BR, Rev. 2021-02. São Paulo, 2021.

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ANSI C57.15: Requirements, performance, and test procedures for step-voltage regulators. New York: ANSI, 2017

PADILHA, L. N. Análise Comparativa para Estratégias de Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos. 2010.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm. Acesso em: 10 dez. 2024.

DIAS, Amanda Alvarenga. Análise da tipologia de curvas de carga baseada em métodos de classificação de dados. 2016. Projeto de Graduação (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2016.

APÊNDICE 1 – CÓDIGO DO ALIMENTADOR NO OPENDSS

```
// TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
// ENGENHARIA ELÉTRICA
// UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
// AUTOR: PEDRO HENRIQUE CRISTOFOLINI
```

```
clear
```

```
// DEFINIÇÃO DO CIRCUITO
New circuit.ALIM_48BARRAS
~ basekv=69
~ pu=1
~ angle=0
~ phases=3
~ Mvasc3=2000
~ frequency=60
```

```
set DefaultBaseFrequency=60
Set Emergvmaxpu=1.4
Set Emergvminpu=0.7
Set normvminpu=0.95
Set normvmaxpu=1.05
```

```
New transformer.TR1_SUB
~ phases=3
~ windings=2
~ conns=(wye, delta)
~ kvs=(69, 13.8)
~ buses=(sourcebus, SB)
~ kvas=(40000, 40000)
~ XHL=15
New Transformer.ZZ1A phases=1 buses=[SB.1.5 SB.4.7] conns=[delta delta]
kVs=[13.8 13.8] kvas=[920.4 920.4] XHL=0.468
New Transformer.ZZ1B phases=1 buses=[SB.2.6 SB.4.5] conns=[delta delta]
kVs=[13.8 13.8] kvas=[920.4 920.4] XHL=0.468
New Transformer.ZZ1C phases=1 buses=[SB.3.7 SB.4.6] conns=[delta delta]
kVs=[13.8 13.8] kvas=[920.4 920.4] XHL=0.468
! ZZ1 Neutral
New Reactor.ZZ1 phases=1 bus1=SB.4 X=0.001 ! R=23.8
```

```
//*****
```

```
// DEFINIÇÃO DOS CÓDIGOS DE LINHA
New linecode.CABO_PROT_35 nphases=3 rmatrix=(0.868 | 0 0.868 | 0 0 0.868)
xmatrix=(0.32 | 0 0.32 | 0 0 0.32) units=km
New linecode.CABO_PROT_70 nphases=3 rmatrix=(0.434 | 0 0.434 | 0 0 0.434)
xmatrix=(0.29 | 0 0.29 | 0 0 0.29) units=km
New linecode.CABO_PROT_120 nphases=3 rmatrix=(0.247 | 0 0.247 | 0 0 0.247)
xmatrix=(0.27 | 0 0.27 | 0 0 0.27) units=km
New linecode.CABO_PROT_185 nphases=3 rmatrix=(0.164 | 0 0.164 | 0 0 0.164)
xmatrix=(0.25 | 0 0.25 | 0 0 0.25) units=km
New linecode.CABO_ISOL_400 nphases=3 rmatrix=(0.078 | 0 0.078 | 0 0 0.078)
xmatrix=(0.21 | 0 0.21 | 0 0 0.21) units=km
```

```
//*****
```

```
// DEFINIÇÃO LD's TRONCO
New line.LD_TRONCO_1 bus1=SB bus2=B1 length=500.07 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_185 Normamps=525
Emergamps=787
New line.LD_TRONCO_2 bus1=B1 bus2=B2 length=1200 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=280
Emergamps=350
New line.LD_TRONCO_3 bus1=B2 bus2=B3 length=1080.06 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=280
Emergamps=350
New line.LD_TRONCO_4 bus1=B3 bus2=B6 length=1274.80 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=280
Emergamps=350
New line.LD_TRONCO_5 bus1=B6 bus2=B7 length=501.85 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=280
Emergamps=350
New line.LD_TRONCO_6 bus1=B7 bus2=B9 length=304.25 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=280
Emergamps=350
New line.LD_TRONCO_7 bus1=B9 bus2=B12 length=215.55 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=280
Emergamps=350
New line.LD_TRONCO_8 bus1=B12 bus2=B13 length=26.87 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_9 bus1=B13 bus2=B14 length=33.82 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_10 bus1=B14 bus2=B15 length=34.15 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_11 bus1=B15 bus2=B16 length=42.59 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_12 bus1=B16 bus2=B18 length=45.11 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
```

```

New line.LD_TRONCO_13 bus1=B12 bus2=B11 length=166.3 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_14 bus1=B11 bus2=B21 length=242.65 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_15 bus1=B21 bus2=B22 length=295.45 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_28 bus1=B22r bus2=BRR length=0.01 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_16 bus1=BRR bus2=B23 length=68.75 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_17 bus1=B23 bus2=B24 length=55.43 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_18 bus1=B24 bus2=B25 length=53.69 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_19 bus1=B25 bus2=B29 length=93.91 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_21 bus1=B34 bus2=B36 length=60.93 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_22 bus1=B36 bus2=B37 length=87.20 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_23 bus1=B37 bus2=B38 length=31.43 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_20 bus1=B29 bus2=B34 length=59.00 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_24 bus1=B37 bus2=B40 length=46.18 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_25 bus1=B40 bus2=B42 length=33.46 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_26 bus1=B42 bus2=B44 length=76.01 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290
New line.LD_TRONCO_27 bus1=B44 bus2=B47 length=55.43 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_70 Normamps=230
Emergamps=290

```

```
//*****
```

```
// Definição das LD's RAMAIS
```

```

New line.LD_RAMAL_1 bus1=B3 bus2=B4 length=41.14 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_2 bus1=B4 bus2=B5 length=53.1 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_3 bus1=B7 bus2=B8 length=33.63 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_4 bus1=B16 bus2=B17 length=47.12 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_5 bus1=B18 bus2=B19 length=59.07 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_6 bus1=B19 bus2=B20 length=29.21 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_7 bus1=B11 bus2=B10 length=48.45 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_8 bus1=B25 bus2=B26 length=24.16 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_9 bus1=B26 bus2=B27 length=59.79 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_10 bus1=B25 bus2=B28 length=59 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_11 bus1=B29 bus2=B30 length=38.89 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_12 bus1=B30 bus2=B31 length=41.54 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_13 bus1=B31 bus2=B32 length=25.57 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_14 bus1=B32 bus2=B33 length=29.63 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_15 bus1=B34 bus2=B35 length=28.12 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_16 bus1=B38 bus2=B39 length=41.94 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_17 bus1=B40 bus2=B41 length=24.97 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_18 bus1=B42 bus2=B43 length=24.97 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_19 bus1=B44 bus2=B45 length=29.84 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_20 bus1=B44 bus2=B46 length=31.43 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280
New line.LD_RAMAL_21 bus1=B47 bus2=B48 length=29.63 phases=3 units=m linecode=CABO_PROT_35 Normamps=187
Emergamps=280

```

```
//*****
```

```
//DEFINIÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE BT
```

New transformer.TB3a phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B3, B3_bta) kva=(75) XHL=3.4
 New transformer.TB3b phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B3, B3_btb) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB4 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B4, B4_bt) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB8 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B8, B8_bt) kva=(225) XHL=4.7
 New transformer.TB6a phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B6, B6_bta) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB6b phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B6, B6_btb) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB5 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B5, B5_bt) kva=(75) XHL=3.4
 New transformer.TB9 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B9, B9_bt) kva=(150) XHL=3.5
 New transformer.TB10 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B10, B10_bt) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB11 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B11, B11_bt) kva=(75) XHL=3.4
 New transformer.TB13 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B13, B13_bt) kva=(75) XHL=3.4
 New transformer.TB21 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B21, B21_bt) kva=(30) XHL=3.3
 New transformer.TB14 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B14, B14_bt) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB15 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B15, B15_bt) kva=(75) XHL=3.4
 New transformer.TB16 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B16, B16_bt) kva=(2000) XHL=5.0
 New transformer.TB23 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B23, B23_bt) kva=(150) XHL=3.3
 New transformer.TB19 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B19, B19_bt) kva=(75) XHL=3.4
 New transformer.TB24 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B24, B24_bt) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB20 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B20, B20_bt) kva=(800) XHL=4.4
 New transformer.TB28 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B28, B28_bt) kva=(225) XHL=4.7
 New transformer.TB27a phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B27, B27_bta) kva=(225) XHL=4.7
 New transformer.TB27b phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B27, B27_btb) kva=(150) XHL=3.5
 New transformer.TB27c phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B27, B27_btc) kva=(225) XHL=4.7
 New transformer.TB26a phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B26, B26_bta) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB26b phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B26, B26_btb) kva=(500) XHL=5
 New transformer.TB26c phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B26, B26_btc) kva=(500) XHL=5
 New transformer.TB30 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B30, B30_bt) kva=(75) XHL=3.4
 New transformer.TB31 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B31, B31_bt) kva=(225) XHL=4.7
 New transformer.TB47 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B47, B47_bt) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB48 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B48, B48_bt) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB32 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B32, B32_bt) kva=(150) XHL=3.5
 New transformer.TB34 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B34, B34_bt) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB46 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B46, B46_bt) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB35 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B35, B35_bt) kva=(225) XHL=4.7
 New transformer.TB33 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B33, B33_bt) kva=(500) XHL=5
 New transformer.TB45 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B45, B45_bt) kva=(500) XHL=5
 New transformer.TB44 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B44, B44_bt) kva=(150) XHL=3.5
 New transformer.TB36 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B36, B36_bt) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB41 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B41, B41_bt) kva=(225) XHL=4.7
 New transformer.TB40a phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B40, B40_bta) kva=(150) XHL=3.5
 New transformer.TB40b phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B40, B40_btb) kva=(112.5) XHL=3.4
 New transformer.TB43 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B43, B43_bt) kva=(300) XHL=4.4
 New transformer.TB37 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B37, B37_bt) kva=(150) XHL=3.5
 New transformer.TB39 phases=3 windings=2 conns=(delta, wye) kvs=(13.2, 0.22) buses=(B39, B39_bt) kva=(300) XHL=4.4

//*****

// DEFINICAO DAS CARGAS

New Load.Load_B3BTA_a phases=1 Bus1=B3_bta.1.0 kV=0.127 kVA=11.2 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B3BTA_b phases=1 Bus1=B3_bta.2.0 kV=0.127 kVA=9.2 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B3BTA_c phases=1 Bus1=B3_bta.3.0 kV=0.127 kVA=11.2 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B3BTB_a phases=1 Bus1=B3_btb.1.0 kV=0.127 kVA=6.6 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B3BTB_b phases=1 Bus1=B3_btb.2.0 kV=0.127 kVA=6.6 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B3BTB_c phases=1 Bus1=B3_btb.3.0 kV=0.127 kVA=7.6 PF=0.95 model=1 class=1
 New load.Load_B4BT_t bus1=B4_BT phases=3 kv=0.220 kva=92 pf=0.92 model=1
 New load.Load_B8BT_t bus1=B8_BT phases=3 kv=0.220 kva=77 pf=0.92 model=1 class=1
 New load.Load_B6BTA_t bus1=B6_bta phases=3 kv=0.220 kva=36 pf=0.92 model=1 class=1
 New load.Load_B6BTB_t bus1=B6_btb phases=3 kv=0.220 kva=45 pf=0.92 model=1 class=1
 New Load.Load_B5BT_a phases=1 Bus1=B5_bt.1.0 kV=0.127 kVA=11.4 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B5BT_b phases=1 Bus1=B5_bt.2.0 kV=0.127 kVA=14.9 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B5BT_c phases=1 Bus1=B5_bt.3.0 kV=0.127 kVA=14.9 PF=0.95 model=1 class=1
 New load.Load_B9BT_t bus1=B9_BT phases=3 kv=0.220 kva=100 pf=0.92 model=1 class=1
 New Load.Load_B10BT_a phases=1 Bus1=B10_bt.1.0 kV=0.127 kVA=11.7 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B10BT_b phases=1 Bus1=B10_bt.2.0 kV=0.127 kVA=13.2 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B10BT_c phases=1 Bus1=B10_bt.3.0 kV=0.127 kVA=11.7 PF=0.95 model=1 class=1
 New load.Load_B11BT_t bus1=B11_BT phases=3 kv=0.220 kva=46 pf=0.92 model=1 class=1
 New load.Load_B13BT_t bus1=B13_BT phases=3 kv=0.220 kva=23 pf=0.92 model=1 class=1
 New load.Load_B21BT_t bus1=B21_BT phases=3 kv=0.220 kva=27 pf=0.92 model=1 class=1
 New load.Load_B14BT_t bus1=B14_BT phases=3 kv=0.220 kva=36 pf=0.92 model=1 class=1
 New load.Load_B15BT_t bus1=B15_BT phases=3 kv=0.220 kva=14 pf=0.92 model=1 class=1
 New load.Load_B16BT_t bus1=B16_BT phases=3 kv=0.220 kva=1000 pf=0.92 model=1 class=1
 New Load.Load_B23BT_a phases=1 Bus1=B23_bt.1.0 kV=0.127 kVA=28.4 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B23BT_b phases=1 Bus1=B23_bt.2.0 kV=0.127 kVA=26.7 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B23BT_c phases=1 Bus1=B23_bt.3.0 kV=0.127 kVA=24.6 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B19BT_a phases=1 Bus1=B19_bt.1.0 kV=0.127 kVA=13.4 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B19BT_b phases=1 Bus1=B19_bt.2.0 kV=0.127 kVA=13.5 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B19BT_c phases=1 Bus1=B19_bt.3.0 kV=0.127 kVA=11.6 PF=0.95 model=1 class=1
 New load.Load_B24BT_t bus1=B24_BT phases=3 kv=0.220 kva=30 pf=0.92 model=1 class=1
 New load.Load_B20BT_t bus1=B20_BT phases=3 kv=0.220 kva=324 pf=0.92 model=1 class=1
 New Load.Load_B27BTA_a phases=1 Bus1=B27_bta.1.0 kV=0.127 kVA=20.1 PF=0.95 model=1 class=1
 New Load.Load_B27BTA_b phases=1 Bus1=B27_bta.2.0 kV=0.127 kVA=22.1 PF=0.95 model=1 class=1

```

New Load.Load_B27BTA_c phases=1 Bus1=B27_bta.3.0 kV=0.127 kVA=14.0 PF=0.95 model=1 class=1
New load.Load_B27BTB_t bus1=B27_BTBT phases=3 kv=0.220 kva=33 pf=0.92 model=1 class=1
New Load.Load_B27BTC_a phases=1 Bus1=B27_btc.1.0 kV=0.127 kVA=31.8 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B27BTC_b phases=1 Bus1=B27_btc.2.0 kV=0.127 kVA=28.7 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B27BTC_c phases=1 Bus1=B27_btc.3.0 kV=0.127 kVA=28.7 PF=0.95 model=1 class=1
New load.Load_B26BTA_t bus1=B26_BTA phases=3 kv=0.220 kva=6 pf=0.92 model=1 class=1
New Load.Load_B30BT_a phases=1 Bus1=B30_bt.1.0 kV=0.127 kVA=8.4 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B30BT_b phases=1 Bus1=B30_bt.2.0 kV=0.127 kVA=8.4 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B30BT_c phases=1 Bus1=B30_bt.3.0 kV=0.127 kVA=10.2 PF=0.95 model=1 class=1
New load.Load_B31BT_t bus1=B31_BT phases=3 kv=0.220 kva=60 pf=0.92 model=1 class=1
New Load.Load_B47BT_a phases=1 Bus1=B47_bt.1.0 kV=0.127 kVA=3.5 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B47BT_b phases=1 Bus1=B47_bt.2.0 kV=0.127 kVA=2.3 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B47BT_c phases=1 Bus1=B47_bt.3.0 kV=0.127 kVA=3.5 PF=0.95 model=1 class=1
New load.Load_B48BT_t bus1=B48_BT phases=3 kv=0.220 kva=68 pf=0.92 model=1 class=1
New load.Load_B32BT_t bus1=B32_BT phases=3 kv=0.220 kva=40 pf=0.92 model=1 class=1
New load.Load_B34BT_t bus1=B34_BT phases=3 kv=0.220 kva=24 pf=0.92 model=1 class=1
New Load.Load_B46BT_t bus1=B46_BT phases=3 kv=0.220 kva=20 pf=0.92 model=1 class=1
New load.Load_B35BT_t bus1=B35_BT phases=3 kv=0.220 kva=84 pf=0.92 model=1 class=1
New load.Load_B33BT_t bus1=B33_BT phases=3 kv=0.220 kva=28 pf=0.92 model=1 class=1
New Load.Load_B44BT_a phases=1 Bus1=B44_bt.1.0 kV=0.127 kVA=9.5 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B44BT_b phases=1 Bus1=B44_bt.2.0 kV=0.127 kVA=11.2 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B44BT_c phases=1 Bus1=B44_bt.3.0 kV=0.127 kVA=12.7 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B36BT_a phases=1 Bus1=B36_bt.1.0 kV=0.127 kVA=7.2 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B36BT_b phases=1 Bus1=B36_bt.2.0 kV=0.127 kVA=9.2 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B36BT_c phases=1 Bus1=B36_bt.3.0 kV=0.127 kVA=5.7 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B40BTA_a phases=1 Bus1=B40_bta.1.0 kV=0.127 kVA=22.4 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B40BTA_b phases=1 Bus1=B40_bta.2.0 kV=0.127 kVA=25.6 PF=0.95 model=1 class=1
New Load.Load_B40BTA_c phases=1 Bus1=B40_bta.3.0 kV=0.127 kVA=22.4 PF=0.95 model=1 class=1
New load.Load_B40BTB_t bus1=B40_BTBT phases=3 kv=0.220 kva=50 pf=0.92 model=1 class=1
New load.Load_B43BT_t bus1=B43_BT phases=3 kv=0.220 kva=124 pf=0.92 model=1 class=1
!!! monitor no transformador modo V
New monitor.TOTAL element=transformer.TR1_SUB terminal=2 mode=32 ppolar=no
New Energymeter.em1 transformer.TR1_SUB

//*****
// DEFINIÇÃO DOS BRT's
New transformer.reg1a phases=1 windings=2 bank=reg1 buses=(B22.1 B22r.1) conns='wye wye' kvs="7.97 7.97" kva="1000"
XHL=0.01 %R=0.2 ~ %loadloss=0.01
New regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=120 band=2 ptratio=66.51 enabled=yes reversible=no revband=2
revdelay=30 ~ revneutral=no revvreg=120 Cogen=no

New transformer.reg1b phases=1 windings=2 bank=reg1 buses=(B22.2 B22r.2) conns='wye wye' kvs="7.97 7.97" kva="1000"
XHL=0.01 %R=0.2 ~ %loadloss=0.01
New regcontrol.creg1b transformer=reg1b winding=2 vreg=120 band=2 ptratio=66.51 enabled=yes reversible=no revband=2
revdelay=30 ~ revneutral=no revvreg=120 Cogen=no

New transformer.reg1c phases=1 windings=2 bank=reg1 buses=(B22.3 B22r.3) conns='wye wye' kvs="7.97 7.97" kva="1000"
XHL=0.01 %R=0.2 ~ %loadloss=0.01
New regcontrol.creg1c transformer=reg1c winding=2 vreg=120 band=2 ptratio=66.51 enabled=yes reversible=no revband=2
revdelay=30 ~ revneutral=no revvreg=120 Cogen=no
AddBusMarker Bus=B22 Color=red Size=4 code=15

//*****
// DEFINIÇÃO DA USF
New Generator.PVGen Bus1=B36 phases=3 kV=13.8 kW=0 pf=1
AddBusMarker Bus=B36 Color=black Size=4 code=15
AddBusMarker Bus=SB Color=green Size=4 code=15

//*****
//SIMULAÇÃO
set maxiterations=100
Set voltagebases="69 13.8 0.220"
set eventlog=true
Calc voltagebases
Set mode=snapshot
Solve
BusCoords BusXY.csv
Plot type=circuitquantity=power dots=y labels=n subs=y
Visualize element=transformer.TR1_SUB what=powers
Plot profile
show taps
Show EventLog

```