



**Universidade Federal do Pará**

**Instituto de Tecnologia**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**Pré-Despacho Ótimo da Geração Distribuída para Melhoria da Operação de  
Redes de Distribuição com Presença de Reguladores de Tensão no Modo  
Bidirecional**

**Valéria Monteiro de Souza**

**DM: 29/2019**

**UFPA / ITEC / PPGEE**

**Campus Universitário do Guamá**

**Belém – Pará – Brasil**

**2019**

Universidade Federal do Pará  
Instituto de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Valéria Monteiro de Souza

Pré-Despacho Ótimo da Geração Distribuída para Melhoria da Operação de Redes  
de Distribuição com Presença de Reguladores de Tensão no Modo Bidirecional

DM: 29/2019

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém – Pará – Brasil

2019

Universidade Federal do Pará  
Instituto de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Valéria Monteiro de Souza

Pré-Despacho Ótimo da Geração Distribuída para Melhoria da Operação de Redes  
de Distribuição com Presença de Reguladores de Tensão no Modo Bidirecional

Dissertação submetida à Banca Examinadora do  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
da UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em  
Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia  
Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém – Pará – Brasil

2019

Dados Internacionais de Catalogação - na – Publicação (CIP) Sistema de Bibliotecas da UFPA

---

S729p Souza, Valéria Monteiro de, 1992-  
Pré-Despacho ótimo da geração distribuída para melhoria da operação de redes de distribuição com presença de reguladores de tensão no modo bidirecional / Valéria Monteiro de Souza.-2019.  
Orientador: João Paulo Abreu Vieira  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2019.

1. Reguladores de voltagem – Testes. 2. Geração distribuída de energia elétrica – Modelos matemáticos. 3. Carga e distribuição elétrica. I. Título.

CDD 23. ed. 621.3743

---

Elaborada por Lucicléa S. de Oliveira – CRB -2/648

**“PRÉ-DESPACHO ÓTIMO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA  
MELHORIA DA OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM  
PRESENÇA DE REGULADORES DE TENSÃO NO MODO  
BIDIRECIONAL”**

AUTORA: VALÉRIA MONTEIRO DE SOUZA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO  
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO  
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

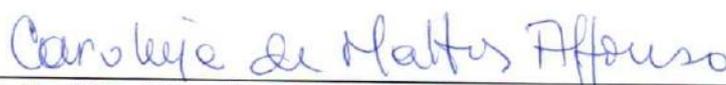
APROVADA EM: 25/09/2019

**BANCA EXAMINADORA:**



---

**Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira**  
(Orientador - PPGEE/UFPA)



---

**Prof.ª Dr.ª Carolina de Mattos Affonso**  
(Avaliadora Interna - PPGEE/UFPA)



---

**Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho**  
(Avaliador Externo - UNICAMP)

**VISTO:**

---

**Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes**  
(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, que em seu infinito amor me proporciona tudo aquilo que mereço e preciso.

A minha mãe, Maria do Carmo, por todo o amor, conselhos e educação a mim oferecidos.

Ao Hugo de Brito, por todo o apoio e carinho que partilhamos.

A minha irmã, Verônica, pela amizade e cumplicidade (e também pelo Sushi).

Ao meu pai, Délio, por todo afeto a mim dedicado.

Aos membros da Casa Cristã Santa Clara, por todo amparo e amizade.

Aos meus amigos, amigas e familiares, por toda torcida e incentivo.

Ao meu orientador, professor Dr. João Paulo Vieira, por todo auxílio, por todo o conhecimento partilhado, por toda dedicação e pela capacidade de fomentar em seus orientandos o apreço pela pesquisa.

À professora Dr<sup>a</sup>. Carolina Affonso e ao professor Dr. Walmir Filho, por aceitarem fazer parte da banca examinadora deste trabalho e contribuir para a melhoria dele.

Ao Grupo de Sistemas Elétricos e Inovação (GSEI), pelo ambiente criativo e amigável que proporciona.

À Universidade Federal do Pará (UFPA) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), por tornarem o desenvolvimento dessa pesquisa possível.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro ao desenvolvimento dessa pesquisa.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigada.

*“Educação é uma descoberta progressiva de  
nossa própria ignorância.”*

(Voltaire)

## RESUMO

Os sistemas de energia elétrica têm sido significativamente alterados nos últimos anos devido à crescente integração de Geração Distribuída (GD) em suas redes. Entretanto, apesar das vantagens identificadas em se aumentar o uso de GDs, a modificação do caráter passivo dessas redes incorre em diversos impactos. Para que esses sistemas possam ter suas características de segurança, confiabilidade e robustez asseguradas, diversos estudos têm sido desenvolvidos para mitigar os problemas detectados provocados por esse tipo de geração e maximizar seus benefícios. Nesse contexto, é realizado, nesta dissertação, um estudo de integração de um Produtor Independente de Energia (PIE) em um alimentador rural extenso localizado no estado do Pará, o qual possui reguladores de tensão (RTs) em cascata e apresenta a possibilidade de manobra de rede com um alimentador vizinho. Com a conexão do PIE, os RTs desse alimentador podem ter seu fluxo de potência ativa invertido tanto pela potência injetada pela GD quanto pela reconfiguração topológica da rede, deixando-os sujeitos a perderem sua capacidade de controle com a ocorrência da condição de *runaway*. Sendo assim, os cenários operativos possíveis, com diferentes configurações dos RTs e considerando curvas de carga reais, foram analisados utilizando simulações realizadas no OpenDSS (*Open Distribution Simulator Software*). A partir da avaliação desses resultados, foi proposta uma estratégia de pré-despacho ótimo da GD do PIE visando não apenas evitar que a condição de *runaway* ocorra, como também contribuir para a garantia de níveis adequados de tensão e preservação da confiabilidade da rede na qual ele será integrado. Os testes de desempenho da estratégia confirmaram sua viabilidade como ferramenta de mitigação dos impactos causados por GDs de alta penetração em redes de distribuição reconfiguráveis que possuem RTs.

**Palavras-chave:** Reguladores de Tensão em Cascata. Pré-Despacho Ótimo. Geração Distribuída. Reconfiguração Topológica.

## ABSTRACT

Electric power systems have been significantly altered over the last few years due to the increased integration of Distributed Generation (DG) into their networks. However, despite the proven advantages associated with the growing penetration of DGs, the modification of the traditional passive nature of such networks incurs several impacts. In order for these systems to have their security, reliability and robustness characteristics ensured, many studies have been developed to mitigate the verified problems caused by this sort of generation and to maximize its benefits. Within this context, it is conducted in this dissertation the integration study of an Independent Power Producer (IPP) in a long rural feeder located in the state of Pará, which contains cascaded step voltage regulators (SVRs) and presents the possibility of switching operations with a neighboring feeder. Upon connection of the IPP, the feeder's SVRs might be subjected to reverse active power flow by the DG's injected power as well as by topology reconfiguration of the network, leading them to lose their voltage control capability and indicating the occurrence of runaway condition. Thus, the possible operating scenarios, comprising different SVR configurations and real load profiles, were analyzed via simulations conducted in OpenDSS (Open Distribution Simulator Software). From the assessment of these results, a pre-dispatch optimization strategy for the IPP's DG control was proposed, aiming not only to prevent the occurrence of runaway condition, but also to help ensure adequate voltage levels and preservation of reliability of the network into which it will be integrated. Performance tests of the developed strategy confirmed its feasibility as a tool to mitigate the impacts of high penetration DGs on reconfigurable distribution grids that contain SVR banks.

**Keywords:** Cascaded Step Voltage Regulators, Pre-Dispatch Optimization, Distributed Generation, Topology Reconfiguration

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Matriz elétrica brasileira em 2009.....	13
Figura 1.2 – Matriz elétrica brasileira em 2018.....	14
Figura 1.3 – Quantidade anual de conexão de micro e minigeração distribuída no Brasil .....	14
Figura 1.4 a) – Sistema de Energia Elétrica tradicional .....	15
Figura 1.4 b) – Sistema de Energia Elétrica moderno .....	15
Figura 2.1 – Regulador de Tensão .....	22
Figura 2.2 – Esquema de tape de um RT .....	23
Figura 2.3 a) – RT Tipo A na função elevadora .....	23
Figura 2.3 b) – RT Tipo A na função abaixadora .....	23
Figura 2.4 a) – RT Tipo B na função elevadora .....	24
Figura 2.4 b) – RT Tipo B na função abaixadora .....	24
Figura 2.5 – Sistema de Controle do RT .....	25
Figura 2.6 – Controle de tape do regulador de tensão com <i>setpoint</i> , banda morta e atraso de tempo .....	27
Figura 2.7 – Atuação do RT no modo bidirecional durante o fluxo direto .....	28
Figura 2.8 – Atuação do RT no modo bidirecional durante o fluxo inverso .....	29
Figura 2.9 – Atuação do RT no modo cogeração sem manobra de rede .....	30
Figura 2.10 – Atuação do RT no modo cogeração com manobra de rede .....	30
Figura 2.11 – Alimentador com múltiplos RTs conectados em cascata .....	32
Figura 2.12 – Regulação em cascata .....	32
Figura 2.13 – Sobretensão resultante do efeito falta em RTs em cascata .....	33
Figura 2.14 – Sistema com RTs em cascata .....	33
Figura 2.15 – Sobretensão por <i>runaway</i> em um RT .....	34
Figura 2.16 – Subtensão por <i>runaway</i> em um RT .....	34
Figura 2.17 – Sobretensão por <i>runaway</i> em RTs em cascata (efeito cumulativo) ....	35

Figura 2.18 – Subtensão por <i>runaway</i> em RTs em cascata (efeito cumulativo).....	35
Figura 3.1 – Métodos de solução do FPO .....	40
Figura 3.2 – Iterações no método Simplex e no método dos pontos interiores .....	42
Figura 3.3 – Estratégia de solução do FPO baseado em programação linear .....	43
Figura 4.1 – Diagrama unifilar do PR-09 e PR-11 .....	49
Figura 4.2 – Perfis de demanda do PR-09 ao longo da semana .....	50
Figura 4.3 – Perfis de demanda do PR-11 ao longo da semana .....	51
Figura 5.1 – Tensões das barras .....	58
Figura 5.2 a) – Tensões das barras no domingo .....	59
Figura 5.2 b) – Tensões das barras no dia útil .....	59
Figura 5.2 c) – Tensões das barras no sábado .....	59
Figura 5.3 – Fluxo de potência pelos RTs .....	61
Figura 5.4 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	61
Figura 5.5 – Tensões das barras e tapes .....	62
Figura 5.6 – Fluxo de potência pelos RTs .....	64
Figura 5.7 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	65
Figura 5.8 – Fluxo de potência pelos RTs .....	65
Figura 5.9 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	66
Figura 5.10 – Fluxo de potência pelos RTs .....	67
Figura 5.11 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	68
Figura 5.12 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	68
Figura 5.13 – Curva de geração da GD .....	71
Figura 5.14 – Fluxo de potência pelos RTs .....	72
Figura 5.15 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	72
Figura 5.16 – Fluxo de potência pelos RTs .....	73
Figura 5.17 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	73
Figura 5.18 – Curva de geração da GD .....	74

Figura 5.19 – Fluxo de potência pelos RTs .....	75
Figura 5.20 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	76
Figura 5.21 – Fluxo de potência pelos RTs .....	76
Figura 5.22 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	77
Figura 5.23 – Curva de geração da GD .....	78
Figura 5.24 – Fluxo de potência pelos RTs .....	78
Figura 5.25 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	79
Figura 5.26 – Fluxo de potência pelos RTs .....	80
Figura 5.27 – Tensões das barras e tape dos RTs .....	80

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
1.1	Objetivo	18
1.2	Revisão Bibliográfica	18
1.3	Organização do Trabalho	20
<b>2</b>	<b>REGULADORES DE TENSÃO</b>	<b>21</b>
2.1	Aspectos Construtivos	22
2.2	Aspectos Operacionais	24
2.3	Modos de Controle	27
2.3.1	Modo Bidirecional	27
2.3.2	Modo Cogeração	29
2.4	Conexão em Cascata	31
<b>3</b>	<b>FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO</b>	<b>36</b>
3.1	Formulação do Problema de Otimização	37
3.2	Métodos de Solução para o Problema do FPO	39
3.3	Método dos Pontos Interiores Primal-Dual Preditor-Corretor	41
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>47</b>
4.1	Descrição do Sistema	47
4.2	Perfis de Demanda	50
4.3	Configurações de Simulação	51
4.4	Formulação do Fluxo de Potência Ótimo	52
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>57</b>
5.1	GD conectada nos Cenários Operativos 1 e 3 com RTs desativados	57
5.1.1	GD conectada no Cenário Operativo 1 com RTs desativados	58
5.1.2	GD conectada no Cenário Operativo 3 com RT 2/3 desativado	59
5.2	GD conectada no Cenário Operativo 1	60

5.2.1	Dia típico .....	60
5.2.2	Manobra de rede .....	60
<b>5.3</b>	<b>GD conectada no Cenário Operativo 3</b> .....	<b>63</b>
5.3.1	Domingo .....	63
5.3.2	Dia Útil .....	64
5.3.3	Sábado .....	66
5.3.4	Manobra de rede .....	67
<b>5.4</b>	<b>GD conectada no Cenário Operativo 3 com Pré-Despacho Ótimo de Potência</b> .....	<b>69</b>
5.4.1	Domingo .....	70
5.4.1.1	Perfil de Demanda 1 .....	71
5.4.1.1	Perfil de Demanda 2 .....	72
5.4.2	Dia Útil .....	74
5.4.2.1	Perfil de Demanda 1 .....	75
5.4.2.1	Perfil de Demanda 2 .....	75
5.4.3	Sábado .....	77
5.4.3.1	Perfil de Demanda 1 .....	78
5.4.3.1	Perfil de Demanda 2 .....	79
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>81</b>
<b>6.1</b>	<b>Considerações Finais</b> .....	<b>81</b>
<b>6.2</b>	<b>Trabalhos Futuros</b> .....	<b>82</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>83</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Em resposta às mudanças climáticas observadas no planeta Terra, muitos governos estabeleceram metas para diminuir a emissão de gases relacionados com o efeito estufa. Como o setor de geração de energia era o que oferecia a oportunidade mais fácil e imediata de cumprimento desses objetivos, estipulou-se a ele a maior parte dessas reduções.

Sendo assim, diversas políticas de incentivo foram desenvolvidas em vários países com o intuito de aumentar, em seus sistemas de fornecimento de energia elétrica, a inserção de Geração Distribuída (GD), tornando suas tecnologias econômicas e acessíveis. Outro propósito considerado foi aumentar a parcela relacionada às fontes renováveis nas matrizes elétricas desses países [1].

Com isso, o uso das fontes renováveis tem crescido mundialmente com uma média anual de 2.0 % ao ano desde 1990. Destaca-se o aumento correspondente às fontes solar fotovoltaica e eólica, que tem sido particularmente expressivo. Para elas, o crescimento médio anual é de 37 % e 23.4 %, respectivamente, desde o período citado [2].

Com relação ao Brasil, ao comparar a composição da matriz elétrica do país nos anos 2009 (Figura 1.1) e 2018 (Figura 1.2), constata-se o impacto dos investimentos realizados nesse âmbito nos últimos nove anos. Um dado interessante verificado é que a energia eólica produzida em 2018 é maior do que o valor importado em 2009.

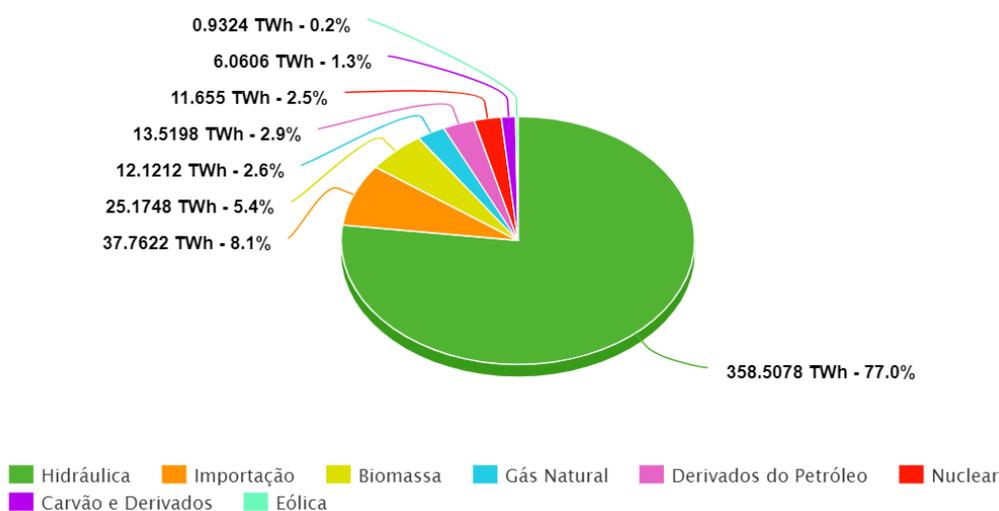


Figura 1.1 – Matriz elétrica brasileira em 2009. Fonte: Adaptado de [3].

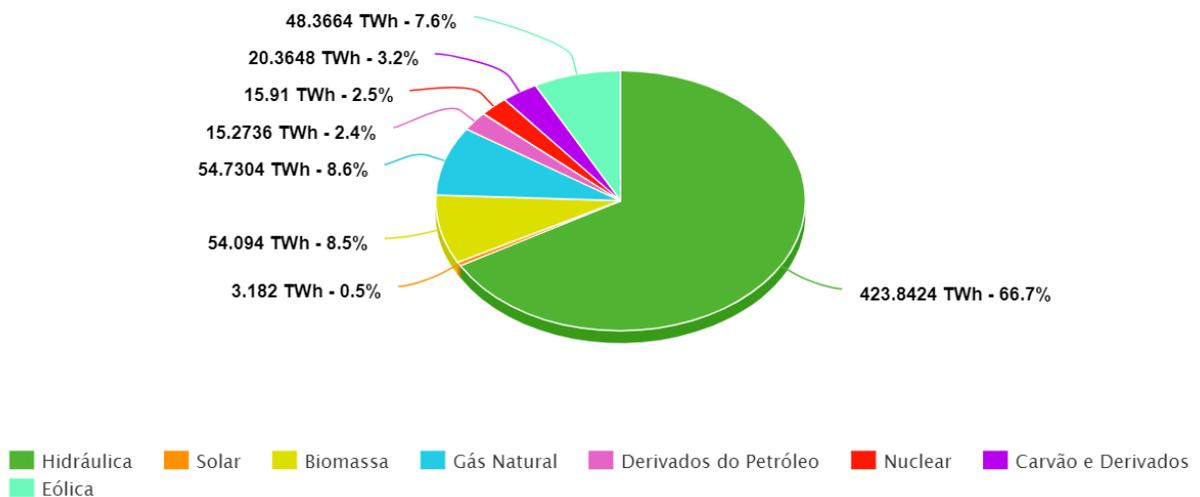


Figura 1.2 – Matriz elétrica brasileira em 2018. Fonte: Adaptado de [4].

Destaca-se ainda a participação de empreendimentos em operação, os quais compõem a matriz elétrica brasileira atualmente, na produção independente de energia. A potência fiscalizada correspondente às pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e usinas termelétricas (UTES) que dão esse destino à energia gerada, por exemplo, é de 4.96 GW e 31.16 GW, respectivamente [5].

Além disso, com as iniciativas de incentivo à produção de pequeno porte do lado do consumidor, como as resoluções normativas nº 482/2012 e sua posterior revisão nº 687/2015, é notável o aumento no número de novas conexões de micro e minigeração distribuída no país, como mostrado na Figura 1.3. Pode-se observar que, em 2019, a potência instalada desse tipo de geração ultrapassou 1 GW, o que atesta a propagação desse tipo de geração.

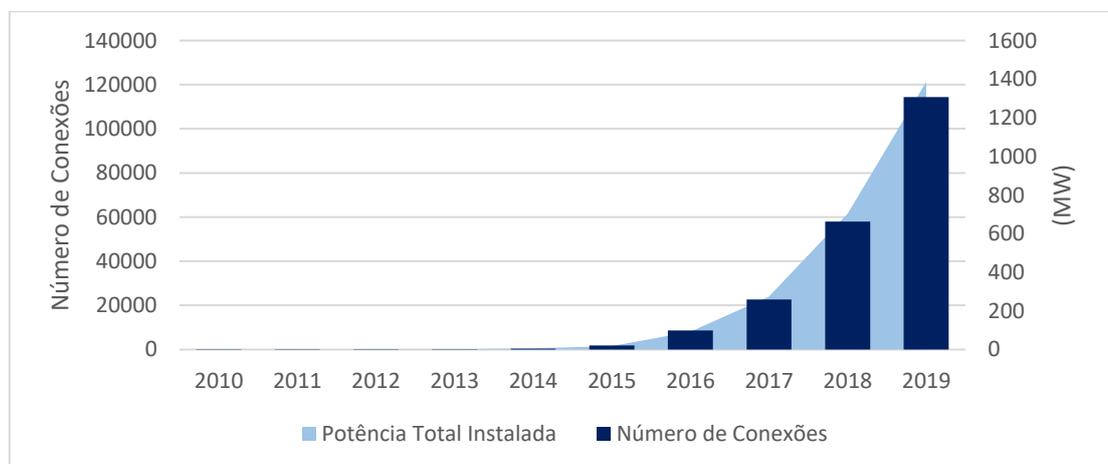


Figura 1.3 – Quantidade de conexão e potência instalada de micro e minigeração distribuída no Brasil. Fonte: [6].

Entretanto, os sistemas de distribuição foram projetados com um caráter predominantemente passivo, algo que é invalidado pela conexão cada vez maior de GDs neles (Figura 1.4) [1]. Conseqüentemente, essas alterações nos sistemas de fornecimento de energia deram origem a diversos problemas [7].

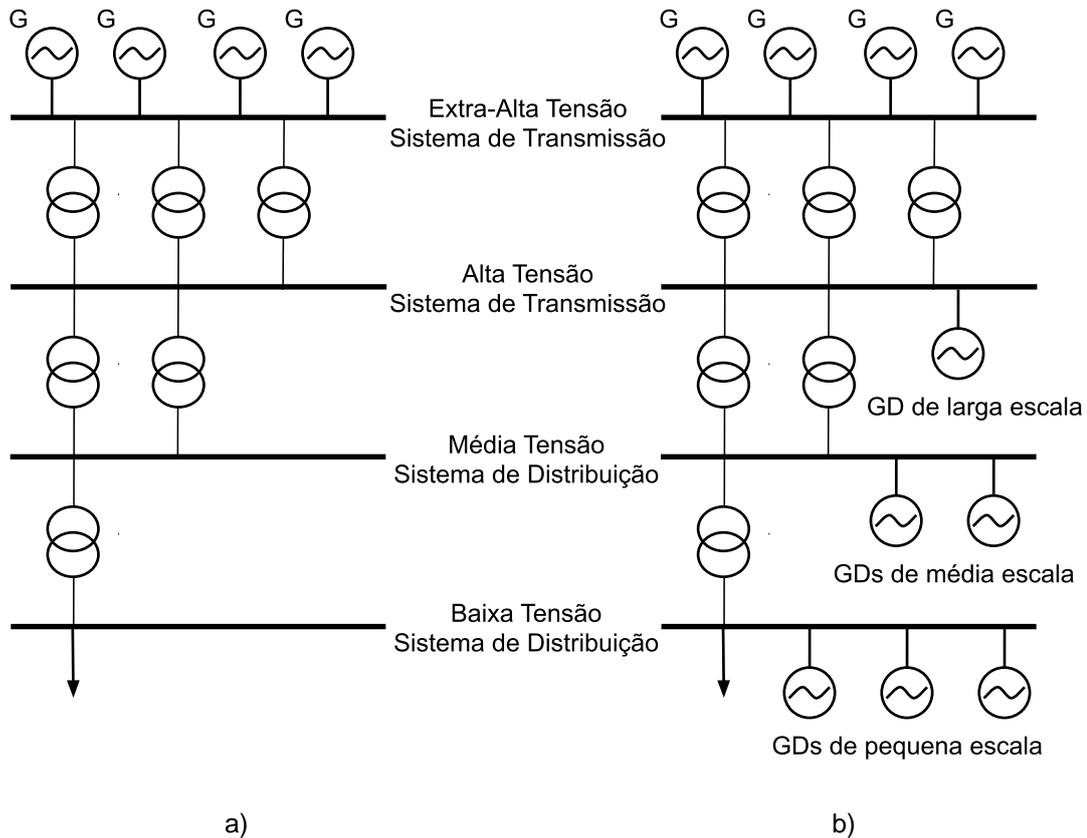


Figura 1.4 – Sistema de Energia Elétrica a) tradicional b) moderno. Fonte: Adaptado de [1].

No que diz respeito às redes de distribuição, o principal fator limitante à integração de GDs de alta penetração é a sobretensão ao longo dos alimentadores, a qual é agravada pela elevada relação R/X dos cabos comumente empregados nas baixas tensões. Dentre as possíveis soluções disponíveis para essa questão, destacam-se:

- Sobredimensionamento dos cabos: pode incorrer na elevação de custos para a distribuidora e, por conseguinte, para os consumidores;
- Limitação da potência ativa injetada pela GD: resulta em perda de receita para o produtor independente de energia (PIE);
- Operação da GD no modo de controle de tensão via absorção de potência reativa: de acordo com a regulamentação vigente, as unidades consumidoras devem operar com um fator de potência (FP) acima de

0.92. Sendo assim, o controle de tensão da GD é limitado por essa condição. Por outro lado, caso seja permitido pela concessionária que a GD opere com um FP abaixo do valor mencionado, as perdas ativas e reativas do sistema podem aumentar consideravelmente;

- d) Utilização de dispositivos de controle de tensão: pode ser considerada uma opção atraente do ponto de vista técnico e econômico [8,9].

Em redes de distribuição, tradicionalmente, faz-se uso de um esquema de controle baseado em medições locais, utilizando equipamentos como RTs para manter a tensão em níveis adequados. Todavia, caso sejam conectados muitos geradores fotovoltaicos na rede, por exemplo, esses equipamentos podem comutar excessivamente para compensar as variações de tensão provocadas pela intermitência da geração baseada em fonte solar.

Além disso, caso a penetração dessa geração seja muito elevada na rede, ela pode provocar o fluxo reverso no alimentador. Em cenários operativos específicos, o RT pode perder sua capacidade de controlar a tensão e provocar subtensões ou sobretensões severas no sistema, caracterizando o fenômeno conhecido como condição de *reverse power tap changer runaway* ou, simplesmente, condição de *runaway* [10]. Estratégias de inibição em tempo real desse fenômeno ainda não são disponibilizadas comercialmente no Brasil.

Nesse contexto, evidencia-se a relevância cada vez maior da prestação de serviços ancilares aos sistemas de energia. A partir deles, garante-se não apenas o atendimento apropriado da demanda da carga por meio da geração e transmissão de energia, como também a estabilidade e segurança da rede.

No Brasil, esses serviços suplementares aos prestados pelos agentes de transmissão e distribuição são contratados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), conforme regulação pertinente, de acordo com a necessidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) [11]. Eles são classificados em: despacho complementar para a manutenção da reserva operativa do sistema; Sistema Especial de Proteção (SEP); suporte de reativos; controle primário de frequência; controle secundário de frequência; e autorrestabelecimento (*black start*).

Historicamente, em diversos países, incluindo o Brasil, esses serviços têm sido predominantemente fornecidos por unidades geradoras conectadas no nível de

transmissão. Contudo, haja vista as transformações previamente descritas realizadas nos sistemas de energia nos últimos anos, alguns países já identificaram a necessidade da reformulação dos serviços ancilares e iniciaram esse processo [12].

No Reino Unido, por exemplo, há a possibilidade de contratação do serviço de *Demand Side Response* (DSR), o qual viabiliza o controle inteligente da demanda por meio de ações tomadas por consumidores industriais e comerciais ou empresas de pequeno porte. Graças a isso, é possível suavizar picos e vales de geração, reduzir custos associados à transmissão e minimizar a pegada de carbono, otimizando o uso das fontes renováveis e promovendo maior segurança ao suprimento de energia [13].

Para garantir que o sistema de energia seja estável para os consumidores e para facilitar a descarbonização da rede elétrica, portanto, já é visado permitir que os usuários dessas novas tecnologias de GD inseridas na rede inovem o setor de serviços ancilares. Com isso, abre-se um caminho para um sistema de energia mais flexível e inteligente.

Então, para que os serviços ancilares consigam facilitar a evolução do sistema, eles devem ser concebidos com esse objetivo e estar em constante desenvolvimento. Logo, o potencial para a inovação deve ser incluído para que se tenha abertura para o uso de novas tecnologias e também para novas formas de aplicação das já existentes.

Ademais, fatores como a transparência e competitividade do mercado de serviços ancilares devem ser garantidos. Dessa forma, todos os prestadores serão capazes de competir em igualdade de condições, com recompensas e obrigações consistentes, a fim de garantir que as opções de menor custo sejam desenvolvidas e de maximizar os benefícios para os consumidores [12].

As GDs fotovoltaicas, por exemplo, poderiam ser usadas para fornecer suporte de reativo nos períodos em que houvesse pouca ou nenhuma luminosidade. Outras possibilidades, relacionadas ao despacho complementar via dispositivos de armazenamento de energia, seriam prestá-lo por meio da construção e operação de usinas reversíveis e pela implantação e operação de baterias. Destaca-se ainda a modulação de carga por agentes de distribuição, a qual se dá através do redespacho de usinas conectadas em suas redes [14].

Para tanto, deverá ser exigido, num futuro próximo, uma coordenação progressiva entre operadores de distribuição e PIE, envolvendo ferramentas para comunicação de dados e planejamento de redes. Espera-se, assim, que o PIE passe a ser agente ativo no apoio à gestão das redes de distribuição.

Nessa conjuntura, estudos que identifiquem a melhor forma de dispor das GDs e de suas respectivas características, durante esse processo de descarbonização do setor elétrico, com o intuito de assegurar a operação adequada do sistema de energia se fazem cada vez mais necessários.

### **1.1 Objetivo**

O presente trabalho tem como objetivo propor uma estratégia de pré-despacho ótimo de uma GD de grande porte, a qual será conectada em um alimentador rural extenso no estado do Pará. A partir dessa estratégia, pretende-se garantir o maior nível de confiabilidade possível e a operação segura dessa rede de distribuição, evitando prováveis problemas causados pela integração da GD relacionados à topologia e características operacionais dela, com ênfase para a condição de *runaway*. Além disso, destaca-se, com o emprego da estratégia desenvolvida, o potencial da GD em questão de prestar serviços ancilares ao sistema por meio da modulação de carga.

### **1.2 Revisão Bibliográfica**

Estudos que propõem a inclusão da GD como prestadora de serviços ancilares são realizados em [15] e [16]. Neles, pode-se verificar os benefícios de se utilizar estratégias de controle centralizado aliados a técnicas de otimização para o melhor aproveitamento dos recursos existentes nas redes de distribuição ativas. Com isso, obtém-se, por exemplo, melhores perfis de tensão e compensação de distúrbios relacionados com a qualidade da energia elétrica. Todavia, os sistemas utilizados para a validação das estratégias elaboradas são de baixa tensão.

Em [17], são realizados estudos em um sistema teste de média tensão, os quais salientam a importância da participação de GDs na prestação de serviços ancilares. Entretanto, os autores focam exclusivamente nos serviços que melhoram a estabilidade de tensão e de frequência do sistema. Logo, a interação entre a GD e os dispositivos de controle de tensão presentes em redes de distribuição desse nível, como reguladores de tensão, não foram avaliados a fundo.

Caso, ao prestar algum dos serviços ancilares possíveis, o nível de geração da GD não seja adequado para o modo operativo adotado para os RTs presentes no sistema, estes equipamentos podem entrar na condição de *runaway*. Além dos efeitos indesejados já mencionados provocados por esse fenômeno nas tensões do sistema, tem-se o aumento dos custos de manutenção e o comprometimento da vida útil dos RTs afetados. A condição de *runaway* de múltiplos RTs bidirecionais com inversão de fluxo por parte da GD é detalhada em [18].

Para que se possa tirar proveito de todos os benefícios que as GDs podem fornecer ao sistema, outro aspecto que deve ser considerado é a possibilidade de reconfiguração das redes de distribuição. Ressalta-se que esse caso também é passível da ocorrência da condição de *runaway*, a depender do modo de controle configurado nos RTs do sistema.

Os autores de [19], [20] estudam o problema da inversão de fluxo por remanejamento de carga, além de outros tipos de reconfiguração topológica, a fim de justificar estratégias de controle centralizado capazes de eliminar o risco operacional mantendo um alto grau de confiabilidade da rede. Em [21], uma questão similar é solucionada através de uma proposta descentralizada, porém a condição de *runaway* provocada pela GD não é avaliada.

Estudos que abrangem ambas as possibilidades de inversão de fluxo são escassos na literatura, sobretudo com relação a propostas de solução de baixo investimento em comunicação para a perda da capacidade de controle dos RT. Os autores de [22] preenchem esta lacuna ao apresentarem um modo alternativo de operação dos RTs, projetado especificamente no intuito de mitigar o problema mencionado, entretanto tal funcionalidade não está implementada nos controladores de RTs utilizados no Brasil.

A elaboração de uma estratégia de pré-despacho de geração que considera tanto os impactos da GD na atuação de RTs quanto a possibilidade de modificações topológicas da rede, portanto, se mostra uma contribuição relevante para as pesquisas e desenvolvimento das redes de distribuição ativas.

### 1.3 Organização do Trabalho

O presente trabalho está dividido em seis capítulos, os quais abordam os seguintes assuntos:

- a) O segundo capítulo consiste no embasamento teórico referente aos reguladores de tensão, o qual inclui: aspectos construtivos, aspectos operacionais, principais modos de controle e seus respectivos impactos em redes de distribuição ativas e considerações sobre a operação em cascata desses equipamentos;
- b) No terceiro capítulo, são fornecidas informações relacionadas à formulação do problema do fluxo de potência ótimo e seus possíveis métodos de solução, com destaque para o método dos pontos interiores primal-dual preditor-corretor;
- c) O quarto capítulo contém explicações sobre os parâmetros operacionais e físicos do sistema de distribuição estudado, as características do PIE de elevada penetração que a ele será conectado e a formulação da estratégia de pré-despacho ótimo proposta para a integração do PIE na rede;
- d) No quinto capítulo, são apresentados os resultados obtidos ao se considerar os diferentes cenários operativos na avaliação integração do PIE além dos utilizados para averiguar o desempenho da estratégia desenvolvida;
- e) O sexto capítulo é formado pelas considerações finais relativas à estratégia elaborada e aos resultados apresentados, bem como sugestões de trabalhos futuros acerca do assunto abordado nesta dissertação.

## 2 REGULADORES DE TENSÃO

Sabe-se que as cargas das Unidades Consumidoras (UCs) foram projetadas para operar dentro de uma determinada faixa de tensão. Sendo assim, todas as barras que formam o sistema de distribuição precisam ser mantidas em tensões próximas do seu valor nominal [23].

Para garantir que essa característica seja atendida pelas concessionárias, órgãos reguladores de cada país se encarregam de fiscalizar a operação dos sistemas de distribuição. Eles também estabelecem as faixas de tensão adequadas de acordo com os limites técnicos e operacionais do sistema.

No Brasil, esta função é responsabilidade da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Ela elaborou, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, os documentos PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional). Dentre as normas e padronizações das atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição que estão nesses documentos, pode-se encontrar as faixas de tensão consideradas adequadas, precárias e críticas para as diferentes tensões base do sistema de distribuição [24].

Manter os níveis de tensão, em todos os pontos de conexão da rede elétrica, dentro de uma faixa operacional aceitável é, todavia, uma das atividades mais complexas que as concessionárias devem realizar. Isso se deve ao fato da corrente elétrica que flui pelas impedâncias das linhas, cabos e transformadores provocar uma queda de tensão inevitável no sistema. [23].

As concessionárias, portanto, fazem uso de diversos equipamentos que se encarregam de manter as tensões ao longo do alimentador dentro dos padrões estabelecidos, independentemente da variação de carga e perdas inerentes ao sistema. Dentre estes equipamentos, encontra-se o regulador de tensão, cujo modelo mais comum é denominado regulador de tensão por degraus (RT) ou *step voltage regulator* (SVR). [25]

Os RTs (Figura 2.1) costumam atuar de maneira autônoma e não-coordenada, o que era condizente quando a única fonte de potência do sistema de distribuição provinha das subestações (SEs) de energia. No entanto, com a inserção cada vez

mais recorrente da Geração Distribuída no sistema, novas realidades operacionais surgiram. Em alguns cenários, por exemplo, a atuação do RT foi afetada pela GD ocasionando fenômenos como a condição de *runaway*. [6]



Figura 2.1 – Regulador de Tensão. Fonte: [26].

Este capítulo é destinado a fornecer o embasamento teórico para a compreensão dos impactos da Geração Distribuída na operação do regulador de tensão.

## 2.1 – Aspectos Construtivos

O regulador de tensão é basicamente um autotransformador com tapes ajustáveis automaticamente, conforme mostrado na Figura 2.2. Ele possui a função exclusiva de realizar o controle de tensão e, portanto, não realiza a modificação de níveis de tensão no sistema.

Tipicamente, os modelos dos RTs propiciam uma correção de  $\pm 10\%$  de desvio de tensão a partir de 32 posições de tape (16 com a função de elevar e 16 com a de reduzir a tensão). A cada uma delas está associada uma mudança de  $5/8\%$  ou  $0.625\%$  de tensão. A posição de operação neutra, que não realiza modificações na tensão, também é disponibilizada pelos fabricantes desse equipamento.

O aumento ou diminuição da tensão induzida no enrolamento série em relação à tensão primária é determinado pela polaridade desse enrolamento. Sendo assim, a

função de elevador ou abaixador do RT é controlada por uma chave inversora de polaridade (CHI).

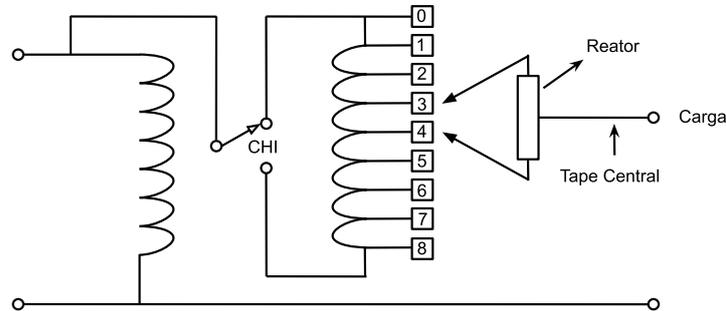


Figura 2.2 – Esquema de tape de um RT. Fonte: Adaptado de [29].

O enrolamento série, em conjunto com o reator, também é responsável por criar as posições de tape que determinam o valor que será adicionado ou subtraído da tensão primária. Esse enrolamento é dividido em oito partes iguais, sendo que cada parte fornece um oitavo da mudança de 10% que pode ser realizada na tensão pelo RT. Para obter as 16 posições possíveis, o reator divide cada parte em duas ao se conectar à carga a partir do tape central [27,28].

Outra função realizada pelo reator é permitir que as modificações de tape do RT sejam executadas com o equipamento energizado. Enquanto uma das extremidades do reator se move, a alimentação da carga é feita pela outra extremidade do reator [29].

Com relação aos tipos de modelos de RTs regulamentados pela ANSI/IEEE C57.15-2017, existem dois: o tipo A e o tipo B. As Figuras 2.3 e 2.4 resumem a configuração de cada um desses modelos na função elevadora e abaixadora.

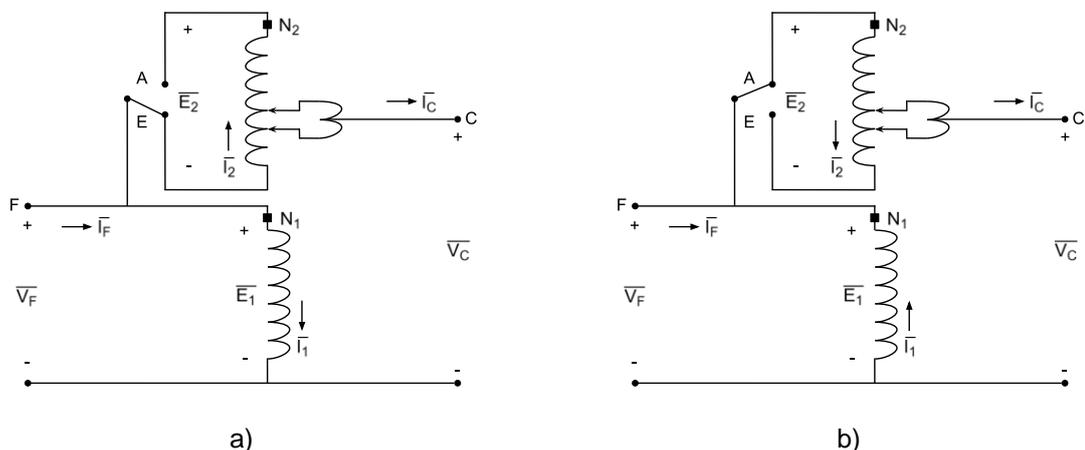


Figura 2.3 – RT tipo A na função a) elevadora e b) abaixadora. Fonte: Adaptado de [25].

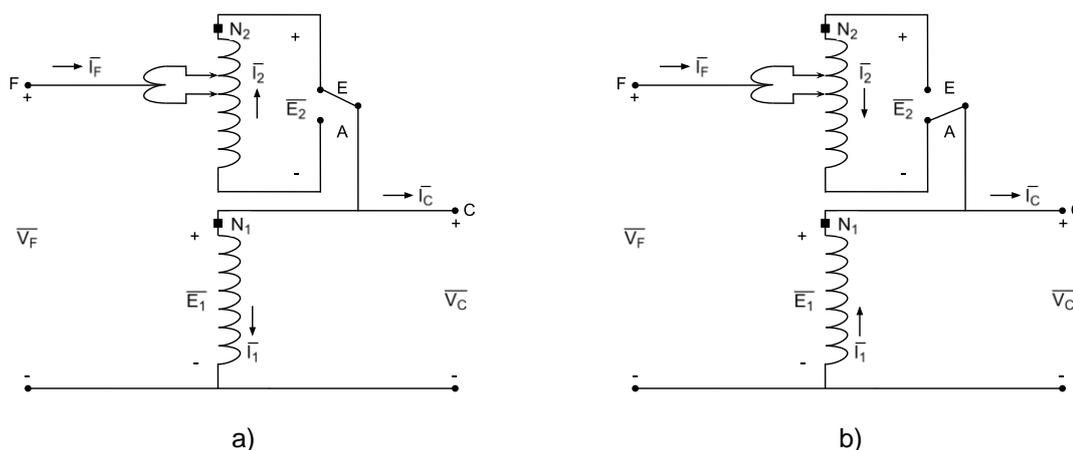


Figura 2.4 – RT tipo B na função a) elevadora e b) abaixadora. Fonte: Adaptado de [25].

Nos esquemas representados acima, nota-se que, tanto no RT do tipo A quanto no do tipo B, as correntes que circulam os enrolamentos série ( $I_2$ ) e shunt ( $I_1$ ) mudam de sentido quando a chave inversora de polaridade modifica a ação do RT de elevar para abaixar ou vice-versa. Entretanto, as polaridades das tensões na carga ( $V_C$ ) e na fonte ( $V_F$ ) não são alteradas.

A principal diferença entre esses modelos está relacionada com a forma de excitação do núcleo do regulador. No tipo A, o enrolamento *shunt* está conectado diretamente ao circuito primário, o que a torna variável. Já no tipo B, a excitação do núcleo é constante devido ao fato do enrolamento *shunt* estar conectado ao circuito regulado. Esta característica faz com que o tipo B seja o modelo de regulador de tensão mais difundido [25,28].

## 2.2 – Aspectos Operacionais

As concessionárias podem utilizar RTs monofásicos ou trifásicos para realizar o controle de tensão das redes de distribuição. No entanto, costuma-se optar pelos modelos monofásicos até mesmo para casos em que a rede regulada é trifásica [28]. Isto se deve ao fato desses modelos apresentarem diversas vantagens em relação aos modelos trifásicos, tais como:

- a) Regulação: nos RTs monofásicos, uma amostragem em cada uma das três fases é executada e a correção é implementada conforme a necessidade de cada fase. Com isso, consegue-se níveis de tensão mais adequados nos pontos de consumo, reduzindo as perdas e aumentando a vida útil dos equipamentos. Nos reguladores trifásicos, a

amostragem de tensão é realizada em uma das fases e a correção definida para ela é implementada em todas.

- b) Dimensão: os modelos monofásicos apresentam tamanho e peso reduzidos, o que permite fácil locomoção e instalação em postes e plataformas.
- c) Economia: o uso de bancos trifásicos formados por três RTs monofásicos apresenta uma economia de aproximadamente 25 % em relação ao uso de reguladores trifásicos.
- d) Flexibilidade: ao adotar um RT trifásico, é necessário operar a rede de distribuição sem regulação ou deixá-la fora de operação durante manutenções ou em caso de falha do regulador. Caso um banco de reguladores de tensão monofásicos seja utilizado, é possível utilizar um RT reserva em apenas uma das fases do banco, o que permite que a rede continue funcionando normalmente [30].

O sistema de controle responsável por comandar o mecanismo de comutação de tape sob carga, no entanto, é comum para os dois modelos. Esse sistema garante que as ações realizadas pelo RT correspondam às necessidades, por ele detectadas, da rede de distribuição. Uma representação dos principais componentes que formam esse controlador é mostrada na Figura 2.5.

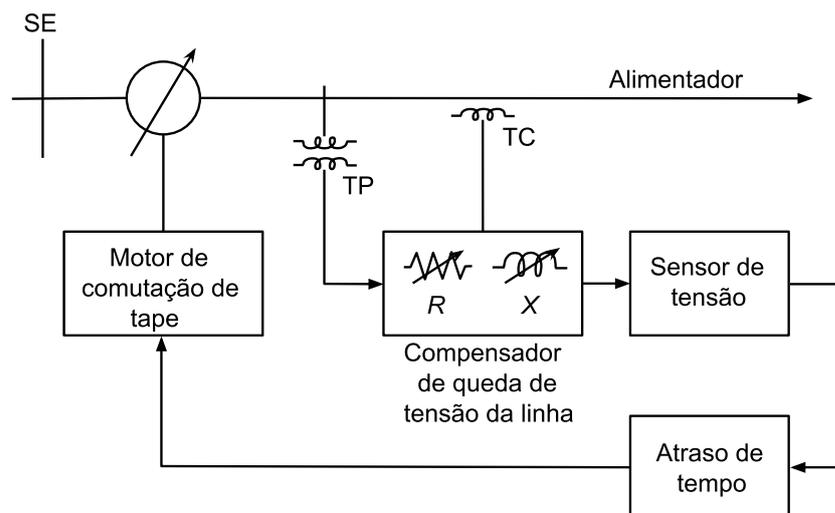


Figura 2.5 – Sistema de Controle do RT. Fonte: Adaptado de [27].

As características do perfil de tensão desejado para a rede, portanto, serão inseridas nesse sistema. Dentre os parâmetros utilizados para configurar o

controlador, destaca-se o *setpoint*, a banda morta, o atraso de tempo e a função compensador de queda de tensão da linha (LDC, do inglês *Line Drop Compensador*) [27].

O *setpoint* é o valor em que se deseja manter a tensão no centro de carga, que pode ser a barra na qual um dos terminais do RT está conectado ou uma barra remota do alimentador [31].

A banda morta consiste na variação permitida entre a tensão real no centro de carga e a tensão desejada no mesmo. O RT só irá realizar uma variação de tape quando a diferença entre essas tensões exceder metade do valor da banda morta. Recomenda-se que o valor desse parâmetro seja de, pelo menos, 5/8 % para que o regulador não seja acionado excessivamente [32].

O atraso de tempo é o intervalo entre o qual a tensão da barra controlada viola o limite da banda morta e a ação de controle do RT é executada. Com isso, evita-se que ocorram comutações de tape em resposta a mudanças temporárias na tensão tais como as provocadas pela partida de um motor ou até mesmo por faltas [32, 28].

A função LDC é utilizada para compensar a queda de tensão entre o regulador e o centro de carga. Ela é determinada pelos valores em volts de R e X correspondentes à impedância equivalente entre o regulador e o centro de carga. Caso o centro de carga seja um terminal do regulador de tensão, esses valores são nulos [25].

Com esses parâmetros definidos, o sistema de controle monitora a corrente e a tensão da rede por meio de um Transformador de Corrente (TC) e de um Transformador de Potencial (TP), respectivamente. O sensor de voltagem compara a tensão medida com o valor configurado no *setpoint*.

Caso essa medição fique fora da banda morta por um período maior do que o definido no atraso de tempo, o motor de comutação de tape é acionado. O RT, então, modifica seu tape com o intuito de fazer com que a tensão da rede permaneça dentro dos limites da banda morta (Figura 2.6) [28,31].

Em alguns casos, é necessário que ocorra mais de uma comutação de tape para que a tensão fique dentro dos padrões desejados. Sendo assim, alguns RTs contam com uma temporização dupla. Por meio dela, é determinado um o atraso de

tempo maior para a primeira comutação de tape (de 30 a 60 s) e um menor para as subsequentes (de 2 a 8 s) [27]. O atraso de tempo é resetado após a tensão da rede permanecer por um determinado período dentro dos limites estabelecidos [28].

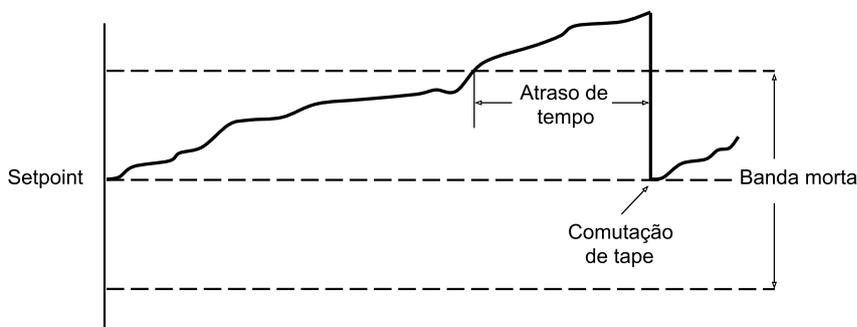


Figura 2.6 – Controle de tape do regulador de tensão com *setpoint*, banda morta e atraso de tempo.

Fonte: Adaptado de [31].

Os RTs são projetados para realizar várias comutações de tape, geralmente eles realizam mais de um milhão durante sua vida útil. Cada comutação é registrada em um contador de operações, que serve de auxílio para identificar quando um regulador necessita de manutenção [28]. A cada 150 mil operações, por exemplo, recomenda-se a substituição de contatos fixos e móveis e a verificação do mecanismo de operação desses equipamentos [29].

## 2.3 – Modos de Controle

Sabe-se que manobras de rede ou GDs de alta penetração podem provocar a inversão de fluxo de potência ativa em alguns sistemas de distribuição. Sendo assim, os RTs possuem meios de detectar quando o fluxo pelo alimentador se torna oposto ao usual e, com isso, adotar um modo de controle adequado.

Dentre os modos de controle disponíveis nos reguladores, destaca-se o modo bidirecional e o modo cogeração. Nas próximas subseções, serão descritas as particularidades dos RTs que atuam com base nos modos de controle citados e como as manobras de rede e GDs podem afetar suas operações [33,6].

### 2.3.1 – Modo Bidirecional

Reguladores de tensão que operam no modo bidirecional, ao detectar um fluxo reverso de potência ativa na rede, modificam o lado em que a tensão é regulada. Para

tanto, eles utilizam um TP extra para medir a tensão do lado em que normalmente se localiza a Subestação (SE) ou a estimam utilizando os dados de corrente disponíveis.

Esse modo de controle é necessário em casos em que há possibilidade da rede de distribuição ser alimentada por uma SE alternativa que provoca a inversão de fluxo no RT [28]. Contudo, ele pode não ser indicado para casos onde há a presença de uma GD de alta penetração no alimentador.

A Figura 2.7 ilustra a situação de fluxo direto pelo alimentador, quando a GD não é capaz de suprir toda a demanda da carga à jusante do RT. Nesse caso, o fluxo resultante vai da SE à GD e o RT atua regulando o ponto 2 (lado de menor nível de curto-circuito). Logo, as comutações realizadas são efetivas no sentido de controlar a tensão do centro de carga. Este cenário operativo é considerado aceitável.

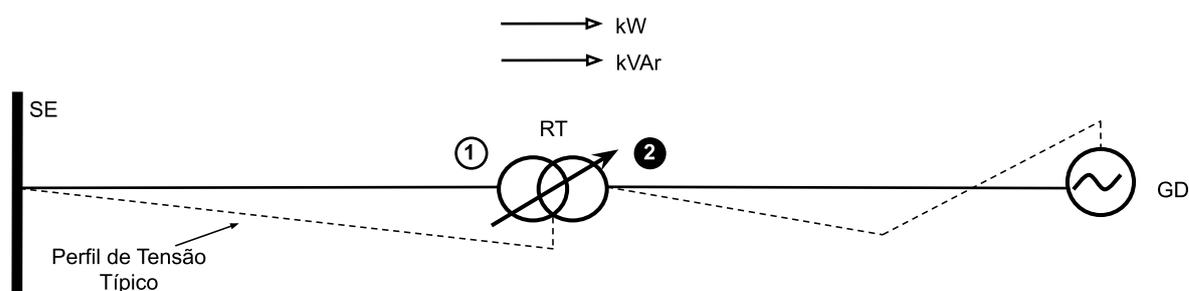


Figura 2.7 – Atuação do RT no modo bidirecional durante o fluxo direto. Fonte: Adaptado de [33].

Entretanto, quando a GD é capaz de exceder a demanda da carga à jusante do RT, o fluxo resultante passa a ir da GD à SE. Com isso, o RT, atuando no modo bidirecional, modifica seu lado de regulação para o ponto 1 (lado de maior nível de curto-circuito). Essa situação de fluxo inverso pelo alimentador faz com que o RT tente controlar a tensão do lado da SE, realizando comutações de tape sequenciais e ineficazes no que diz respeito à regulação de tensão até atingir um de seus limites.

O RT chega no seu limite superior quando a tensão no ponto 1 é maior do que o *setpoint* definido. O limite inferior é atingido quando a tensão no ponto 1 é menor do que o *setpoint* estipulado no RT. O efeito adverso das tentativas frustradas de regulação desse equipamento é uma sobretensão (quando o RT atinge o limite superior) ou subtensão (quando o RT atinge o limite inferior) de 10 % ou mais nas barras à jusante dele. Isso ocorre por essas barras serem mais sensíveis a variações

de tensão, uma vez que o lado em que a GD está localizada possui um menor nível de curto-circuito.

A perda de controlabilidade do RT ao tentar regular a tensão de um ponto no lado de maior nível de curto-circuito caracteriza o fenômeno conhecido como condição de *runaway*. A possibilidade de uma GD inverter o fluxo pelo alimentador, mesmo que temporariamente, torna o modo de controle bidirecional do RT inaceitável num cenário real não somente pelos graves desvios de tensão resultantes como também pelo comprometimento da vida útil do dispositivo e elevação de custos de manutenção [6, 33]. A Figura 2.8 ilustra os efeitos provocados por essa condição.

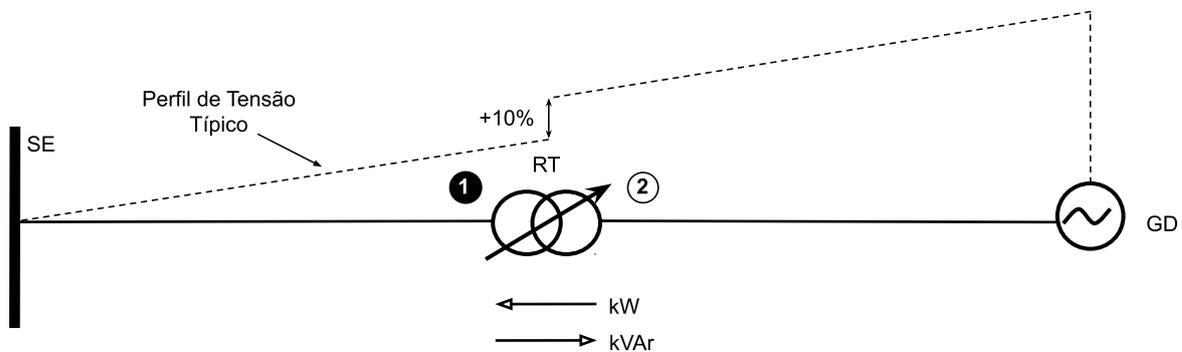


Figura 2.8 – Atuação do RT no modo bidirecional durante o fluxo inverso. Fonte: Adaptado de [33].

### 2.3.2 – Modo Cogeração

Reguladores que atuam no modo cogeração não se baseiam no sentido do fluxo de potência ativa para determinar qual o seu ponto de regulação. Por isso, esse modo de controle é indicado para os cenários em que as inversões de fluxo da rede são provocadas por uma GD. Adotá-lo em cenários em que esse evento pode ser causado por uma manobra de rede, todavia, não é recomendado.

A Figura 2.9 ilustra um sistema no qual os RTs atuam no modo cogeração, ou seja, o RT1 e o RT2 realizam o controle de tensão invariavelmente no ponto 2 e no ponto 4, respectivamente.

Nessas condições de operação do sistema, assegura-se a atuação efetiva do RT1 sempre no lado de menor nível de curto-circuito, mesmo em situações em que a GD modifica o sentido no fluxo de potência ativa nesse equipamento. Com isso, evita-se a ocorrência da condição de *runaway* e um cenário operativo aceitável é estabelecido.

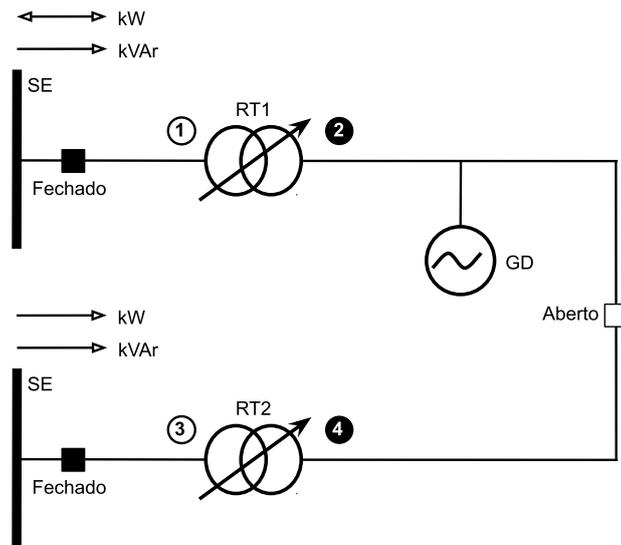


Figura 2.9 – Atuação do RT no modo cogeração sem manobra de rede. Fonte: [34].

Porém, na situação de reconfiguração topológica por manobra de rede com um alimentador vizinho (Figura 2.10), o centro de carga definido para o RT1 (ponto 2) passa a ficar localizado do lado de maior nível de curto-circuito do sistema resultante. Sendo assim, esse regulador perde a capacidade de controlar a tensão nesse ponto e entra na condição de *runaway*.

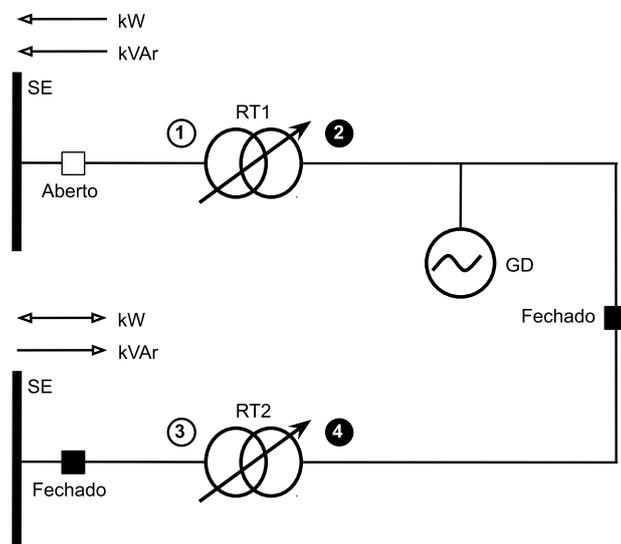


Figura 2.10 – Atuação do RT no modo cogeração com manobra de rede. Fonte: [34].

Nota-se também pela Figura 2.10 que, após a manobra, o RT1 e o RT2 ficam configurados para regular a mesma parte do sistema. Sendo assim, além dos problemas provocados pela condição de *runaway* já mencionados, esse cenário pode

apresentar conflitos de controle entre os reguladores. Essas consequências, portanto, tornam inaceitável a operação de sistemas com essas características [34,35].

#### **2.4 – Conexão em Cascata**

Define-se como conexão em cascata (ou conexão em série) de RTs a instalação de dois ou mais destes dispositivos no tronco principal de um mesmo alimentador. Nas redes de distribuição brasileiras, recomenda-se o limite de quatro reguladores conectados desse modo [29].

Esse tipo de aplicação é comum em áreas pouco povoadas, onde alimentadores extremamente longos são responsáveis por suprir a demanda das cargas nelas situadas. Todavia, ela requer considerações especiais a fim de evitar problemas de operação na rede.

Uma consideração importante para evitar problemas em conexões do tipo é a configuração apropriada dos atrasos de tempo iniciais ( $T_1$ ) dos reguladores. O RT mais próximo da subestação deve ter um atraso de tempo mais curto, enquanto que os outros reguladores devem ser configurados com um atraso de tempo progressivamente maior conforme se afastam da SE [36].

Dessa forma, o RT mais próximo da SE será o primeiro a responder a violações de tensão que afetam as barras à jusante dele e realizará o controle de tensão da melhor forma que puder. Caso a regulação por ele realizada seja suficiente para fazer com que a tensão nos outros RTs voltem para os intervalos de banda morta, eles não precisarão atuar.

Essa coordenação de atrasos de tempo entre os reguladores em cascata, como mostrado na Figura 2.11, elimina comutações desnecessárias e, portanto, aumenta a eficiência do sistema. Observa-se que RTs provenientes de ramais laterais ou de alimentadores próximos por manobra de chaveamento têm temporizações independentes do esquema de ajustes do tronco principal [32].

Outro aspecto que deve ser levado em conta é a coordenação da banda morta dos reguladores em cascata. Isso se deve ao fato das comutações de tape realizadas por um RT poderem ser percebidas por variações na tensão e na corrente, nessa ordem, pelos RTs localizados à jusante e à montante dele.

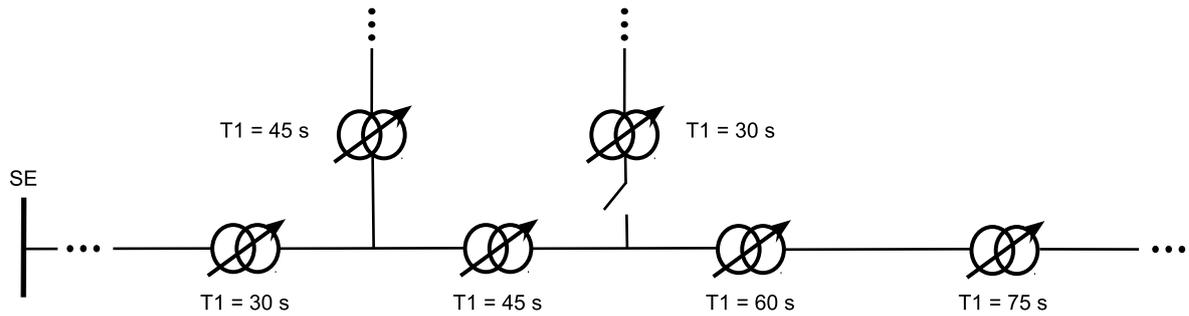


Figura 2.11 – Alimentador com múltiplos RTs conectados em cascata. Fonte: Adaptado de [32]

Na Figura 2.12, por exemplo, uma mudança de tape do RT2 no sentido de elevar pode provocar um aumento de corrente tal que provoque a violação do limite inferior da banda morta do RT1. Caso isso ocorra, o RT1 será acionado no sentido de elevar a tensão. Realizada a comutação do RT1, a tensão em RT2 se elevará e o limite superior da banda morta desse regulador poderá ser violado. Sendo assim, o RT2 será acionado no sentido de baixar a tensão e o ciclo de interação se reiniciará.

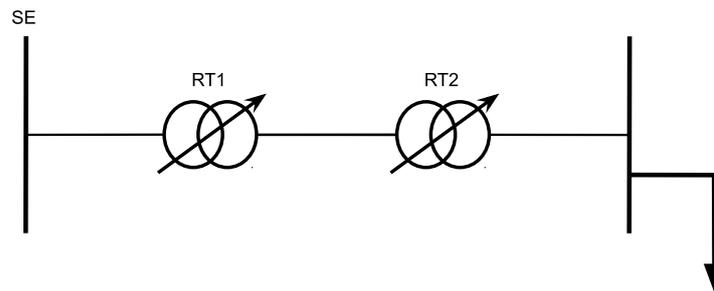


Figura 2.12 – Regulação em cascata. Fonte: Adaptado de [37]

O que ocorre, então, é uma grande quantidade de operações sequenciais entre os reguladores em cascata, a qual recebe o nome de efeito avalanche. Com uma devida coordenação de intervalos de banda morta entre esses reguladores, é possível eliminar a possibilidade dessa avalanche de operações [37].

Além dos problemas já citados relacionados com a operação de redes de distribuição com reguladores em cascata, também existe o chamado efeito falta. Ele ocorre caso a rede se encontre em uma condição crítica, em que todos os RTs pertencentes a ela estejam promovendo a máxima elevação de tensão, e uma falta de energia acontece.

Quando o fornecimento de energia for reestabelecido, as cargas do sistema ficarão desligadas por alguns instantes. As posições de tape dos RTs, contudo,

permanecerão no estado em que estavam a plena carga. Logo, os reguladores irão provocar sobretensões nas barras da rede, como mostrado na Figura 2.13 [37].

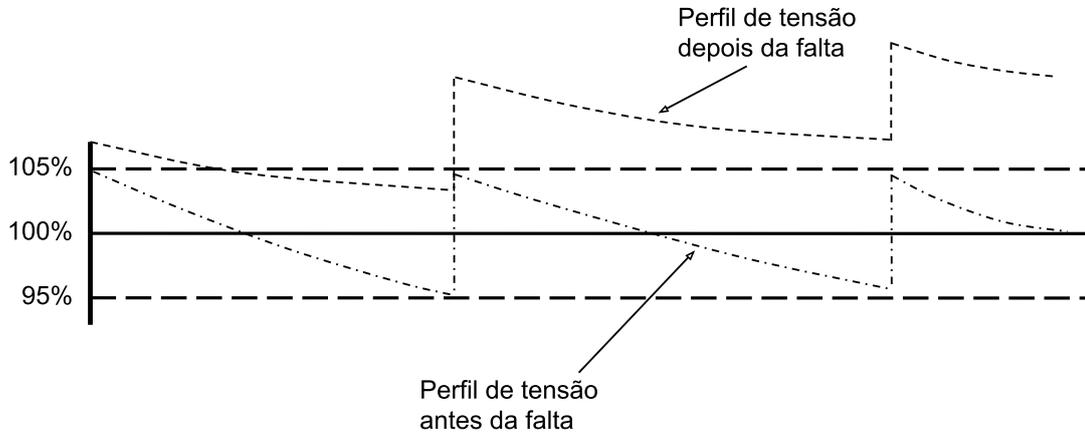


Figura 2.13 – Sobretensão resultante do efeito falta em RTs em cascata. Fonte: Adaptado de [36]

A saturação dos transformadores ajuda a conter as tensões da rede em níveis mais baixos, mas ainda assim elas excederão os níveis normais por uma margem considerável. Para minimizar os danos nas cargas causados por esse efeito, os RTs empregam um esquema de controle nomeado “*rapid runback*”, que ignora seus atrasos de tempo. Dessa forma, os taps podem ser modificados o mais rápido possível para que as tensões possam voltar para os valores adequados [36].

A conexão de reguladores de tensão em cascata influencia ainda os efeitos provocados no sistema pela condição de *runaway*, sendo capaz de agravá-los. A título de exemplo, pode-se analisar o perfil de tensão de um sistema com dois RTs em cascata, operando no modo bidirecional, e uma GD de alta penetração. Na Figura 2.14, está ilustrado o cenário em que o fluxo de potência ativa pelos reguladores é direto. Nesse caso, a regulação de tensão se dá de maneira satisfatória.

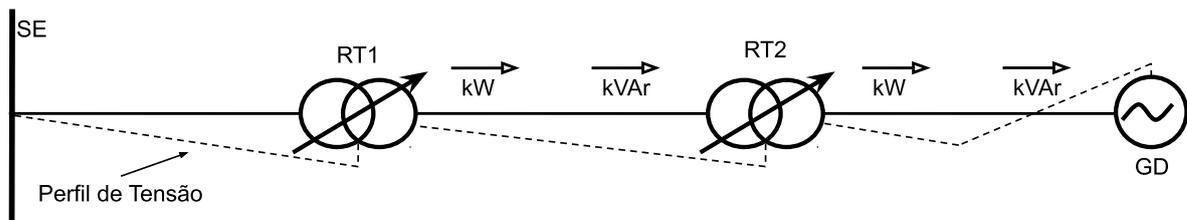


Figura 2.14 – Sistema com RTs em cascata. Fonte: Elaborada pela autora.

Em contrapartida, quando geração da GD aumenta ao ponto de inverter o fluxo de potência ativa no RT2, ele passa a tentar regular a tensão do lado de maior nível de curto-circuito da rede. Sendo assim, ocorre a condição de *runaway* no RT2 e, a depender do *setpoint* nele configurado ( $V_{set_2}$ ) e da tensão no lado da subestação dele ( $V_{s_2}$ ), sobretensões (Figura 2.15) ou subtensões (Figura 2.16) são registradas nas barras localizadas à jusante desse regulador.

Ressalta-se que o RT1 permanece regulando a tensão do lado de menor nível de curto-circuito do sistema, mantendo a tensão da barra por ele controlada dentro dos limites configurados. As consequências da perda de capacidade de controle do RT2, portanto, não afetam o desempenho do outro regulador do sistema.

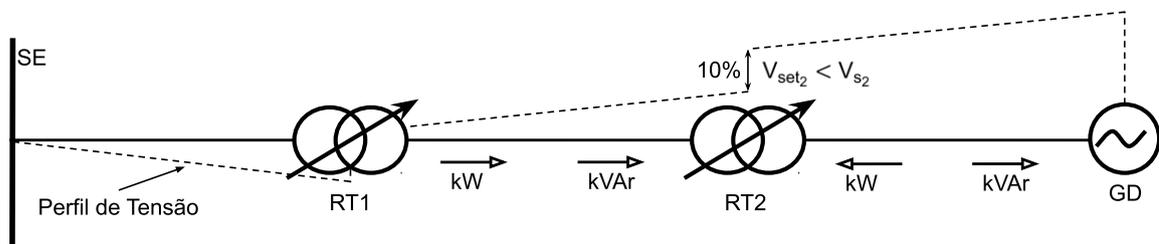


Figura 2.15 – Sobretensão por *runaway* em um RT. Fonte: Elaborada pela autora.

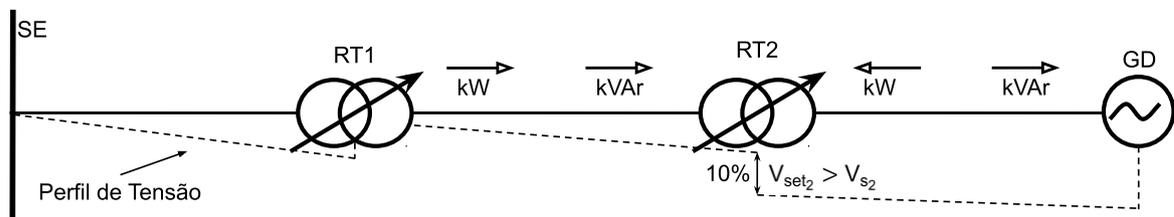


Figura 2.16 – Subtensão por *runaway* em um RT. Fonte: Elaborada pela autora.

Caso a injeção de potência ativa por parte da GD aumente ainda mais e provoque a inversão de fluxo no RT1, ele também entrará na condição de *runaway*. Conseqüentemente, todas as barras à jusante desse regulador serão afetadas por esse fenômeno e apresentarão desvios de tensão de 10 % ou mais. Se o *setpoint* configurado no RT1 ( $V_{set_1}$ ) for maior do que a tensão do lado da subestação desse regulador ( $V_{s_1}$ ), ocorrerão subtensões. Caso contrário, haverá sobretensões.

Nota-se que  $V_{s_2}$  será inevitavelmente afetada pelo *runaway* do RT1. Logo, no cenário em que esse regulador provoca sobretensões nas barras previamente citadas,  $V_{s_2}$  se tornará maior do que  $V_{set_2}$ . O RT2, então, tentará baixar essa tensão, causando

sobretensões nas barras à jusante dele. Com isso, será possível observar um efeito cumulativo das sobretensões causadas pela perda da capacidade de controle dos dois RTs do sistema nas barras localizadas após o RT2 (Figura 2.17).

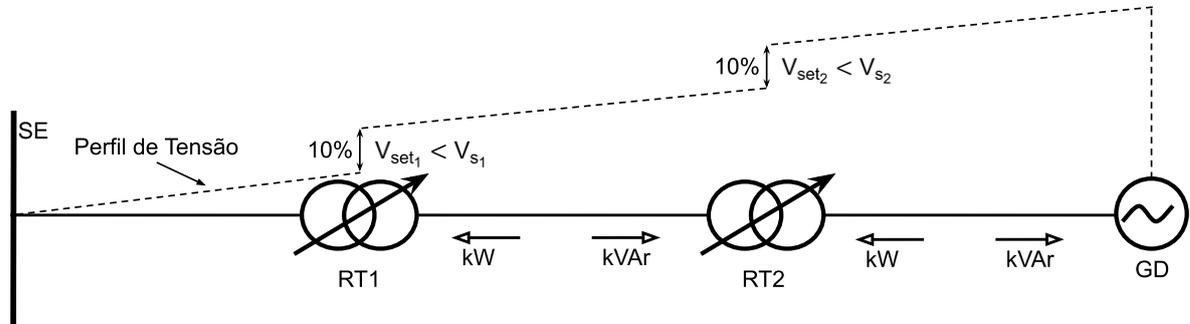


Figura 2.17 – Sobretensão por *runaway* em RTs em cascata (efeito cumulativo). Fonte: Elaborada pela autora.

Já no cenário em que o RT1 provoca subtensões no sistema,  $V_{s2}$  se tornará menor do que  $V_{set2}$ . Portanto, o RT2 tentará elevar a tensão da barra por ele controlada, o que provocará subtensões nas barras à jusante dele. O efeito cumulativo decorrente desse caso nas barras à jusante do RT2 pode ser observado na Figura 2.18.

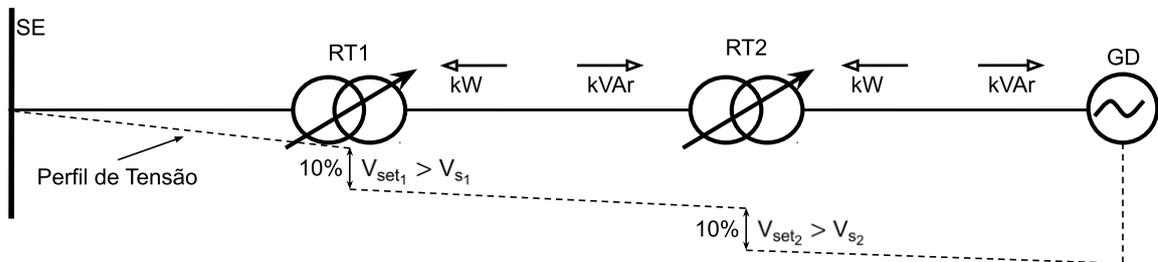


Figura 2.18 – Subtensão por *runaway* em RTs em cascata (efeito cumulativo). Fonte: Elaborada pela autora.

### 3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) pode ser definido como um problema de fluxo de potência que tem como propósito otimizar uma determinada função objetivo, a qual está sujeita a restrições relacionadas com as particularidades operacionais e físicas da rede elétrica. Para tanto, com base na formulação do problema, manipulam-se as chamadas variáveis de controle, que podem ser, por exemplo, a potência ativa de geradores, a posição de tape de RTs e o estado de bancos de capacitores [39,40].

Os primeiros esforços relacionados à otimização de sistemas de potência surgiram com o problema do Despacho Econômico Clássico, caracterizado por buscar a distribuição de demanda de carga da rede entre as unidades geradoras disponíveis que fornece o menor custo de geração. Todavia, logo foi percebida a importância de se considerar não somente o aspecto econômico na formulação desse problema [41].

Para que uma condição de operação factível fosse encontrada, restrições como as equações de fluxo de potência, a capacidade de geração de potência ativa e reativa dos geradores, a magnitude das tensões das barras do sistema e a diferença angular entre elas deveriam fazer parte do problema. Em 1962, Carpentier realizou essas alterações no que ficou conhecida como a primeira publicação formal de um problema de Fluxo de Potência Ótimo [42,40].

Desde então, tornou-se possível solucionar problemas cada vez mais complexos de otimização de sistemas de potência com a introdução de técnicas de matrizes esparsas e o surgimento de novos algoritmos de programação matemática. Dentre a grande variedade de técnicas de otimização disponíveis, pode-se citar o método de Newton, o método do gradiente, a programação quadrática e a programação linear.

Com isso, as inúmeras variantes desenvolvidas do problema do FPO se tornaram uma ferramenta essencial para a operação e planejamento dos sistemas de potência. Na operação, pode-se utilizá-lo para determinar as ações de controle a serem realizadas considerando todas as restrições operacionais do sistema. No planejamento, ele permite determinar os cenários operativos ótimos para a evolução futura dos sistemas de potência [41].

Com relação ao aumento da penetração de GDs nos sistemas de energia elétrica, em particular, pode-se verificar que o FPO tem servido como base para pesquisas com objetivos diversos, tais como: a prevenção de colapsos de tensão a partir da utilização de potência reativa das GDs [43]; a avaliação da capacidade de hospedagem das redes de distribuição [44]; a minimização das perdas em redes de distribuição ativas [45]; entre outros.

Neste capítulo, pretende-se dissertar sobre os aspectos relacionados à formulação do problema de otimização. Além disso, considerações sobre os métodos de solução, com destaque para o método dos pontos interiores primal-dual preditor-corretor, e a programação dinâmica são apresentadas, uma vez que fundamentam o desenvolvimento da estratégia de otimização proposta nesse trabalho.

### 3.1 – Formulação do Problema de Otimização

O problema do Fluxo de Potência Ótimo requer a solução de um conjunto de equações não-lineares, as quais caracterizam a operação ótima do sistema de potência. Em termos matemáticos, pode-se expressar esse problema da seguinte forma:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & f(\bar{x}, \bar{u}) \\ \text{s. a.} & \begin{cases} g(\bar{x}, \bar{u}) = 0 \\ h(\bar{x}, \bar{u}) \leq 0 \end{cases} \end{array} \quad (3.1)$$

O vetor  $\bar{x}$  contém as variáveis dependentes como, por exemplo, a magnitude e ângulo das tensões das barras e a potência reativa de geradores designados para realizar o controle de tensão. O vetor  $\bar{u}$  compreende as variáveis de controle que envolvem a posição de tape de RTs, geração de potência ativa, estado de bancos de capacitores, entre outros [46,47].

As restrições de igualdade do problema, referentes ao balanço de fluxo de potência da rede, estão representadas em (3.1) por  $g(\bar{x}, \bar{u})$  [43]. A partir delas, define-se cada um dos nós do sistema por meio da magnitude e ângulo da tensão e de seus valores de potência ativa e reativa. Vale ressaltar que as variáveis de controle do problema de otimização adicionam graus de liberdade às equações de balanço da rede [41].

Caso as tensões e a potência reativa não sejam relevantes para o problema de otimização da rede elétrica, é possível simplificar consideravelmente a formulação do

FPO utilizando um modelo de fluxo de potência CC nas restrições de igualdade. Nesse caso, assume-se que todas as magnitudes das tensões são fixas e que todos os ângulos das tensões são próximos de zero. Deve-se ter em mente, no entanto, que essas considerações introduzem erros na solução do FPO [41,39].

As restrições de desigualdade do problema de otimização são simbolizadas por  $h(\bar{x}, \bar{u})$  em (1). A partir delas, configuram-se os limites dos equipamentos da rede, tais como geradores e bancos de capacitores. Os limites operacionais da rede também são inclusos nessas restrições para que os limites de tensão e fluxos de potência, por exemplo, não sejam excedidos [41,48].

A função objetivo, por sua vez, é representada em (1) por  $f(\bar{x}, \bar{u})$ . Nela, consta a variável ou conjunto de variáveis que se quer otimizar. Pode-se inclusive dizer que o uso apropriado da mesma é o aspecto mais importante e mais difícil de qualquer aplicação de FPO.

Sua escolha deve ser feita com base no objetivo que se deseja alcançar no planejamento ou operação do sistema elétrico de potência. Para tanto, deve-se estipular criteriosamente um índice que represente de maneira realística as práticas e objetivos operacionais do sistema de energia elétrica e sua definição analítica, de forma a facilitar a aplicação da técnica de otimização [49].

Caso os parâmetros definidos na formulação do problema de FPO não variem durante a solução, ele é chamado de monoperíodo. Por outro lado, caso algum dos parâmetros do FPO varie entre os diferentes períodos e uma solução ótima tenha de ser determinada para cada um deles, ele é denominado de multiperíodo [50].

Destaca-se que a flexibilidade dada ao problema de FPO por meio da determinação da função objetivo permite utilizá-lo para diferentes finalidades: minimização de perdas ativas e reativas, despacho corretivo, realização de mínimas ações de controle, despacho econômico, despacho preventivo, etc [48].

Obter uma solução do problema de FPO apropriada para o uso dos operadores da rede, no entanto, requer alguns cuidados adicionais. Dentre os aspectos que também precisam ser modelados adequadamente, pode-se citar o controle de potências de intercâmbio entre diferentes áreas do sistema, o limite de ações de

controle de equipamentos da rede e possíveis níveis de prioridade entre as restrições aplicadas ao problema [41].

### **3.2 – Métodos de Solução para o Problema do FPO**

Nota-se, a partir das considerações realizadas sobre a formulação do FPO, que sua aplicação não é direta em termos de implementação. Isso se deve ao fato de que modelar as restrições do sistema e a função objetivo a ele associada não é uma tarefa trivial.

Somado a isso, tem-se o crescimento da competitividade do mercado de energia e o advento da GD, que aumentaram substancialmente a complexidade do sistema por meio da introdução de mais geradores e interconexões. Com isso, torna-se necessário que os métodos elaborados para solucionar o problema do FPO possuam certas características como:

- a) Tempo computacional rápido: A velocidade com que a solução do FPO é fornecida sempre foi um ponto chave para a elaboração dos métodos. Dentre as aplicações que têm sido influentes na busca pela melhoria da eficiência computacional, pode-se citar: a diminuição da janela de tempo para o despacho de geração de um dia para horas ou até mesmo minutos; a utilização de FPOs probabilísticos; e a realização de otimizações iterativas.
- b) Confiabilidade da solução: Para que um algoritmo de FPO seja utilizado comercialmente, ele deve fornecer soluções confiáveis para problemas mal condicionados (como os correspondentes a cenários de emergência da rede elétrica).
- c) Robustez da solução: A solução do FPO deve ser independente da condição inicial do sistema e estável no que diz respeito às mudanças das restrições operacionais. Em particular, o método elaborado deve ser capaz de responder a mudanças pequenas de parâmetros que o levam a regiões ineficazes.
- d) Versatilidade: O método deve ser capaz de lidar com características convencionais e especiais da rede elétrica.
- e) Incorporação de múltiplas janelas de tempo: Para realizar o despacho de geração apropriadamente, é desejável que múltiplas janelas de

tempo sejam consideradas. Dessa forma, pode-se introduzir os custos de ativação e desligamento de unidades geradoras, taxas de variação em rampa de geradores térmicos, previsões de geração de GDs e mudanças locais das demandas de carga.

- f) Simplicidade: Para serem comercialmente viáveis, os métodos de solução do FPO precisam ser de fácil compreensão e suficientemente simples para serem incorporados em programas de gestão de energia [41,51].

Sabe-se que é difícil incluir todas as características desejáveis em um único algoritmo de solução do FPO, o que contribui para a especificidade desse tipo de problema. Por isso, diversos métodos foram propostos ao longo dos anos, os quais podem ser classificados de diversas formas.

Neste trabalho, optou-se por classificar esses métodos com base na existência ou inexistência de incertezas associadas aos parâmetros do sistema de potência, presentes na modelagem das restrições e na função objetivo do FPO. Trata-se da divisão entre métodos determinísticos e métodos não-determinísticos, cujas principais vertentes são apresentadas no esquemático da Figura 3.1.



Figura 3.1 – Métodos de solução do FPO. Fonte: Elaborada pela autora.

Muitos métodos de solução não-determinísticos (também chamados de estocásticos, inteligentes ou heurísticos) foram desenvolvidos nas últimas décadas para a otimização de problemas de FPO. Eles utilizam regras probabilísticas para encontrar o ponto ótimo e são tipicamente versáteis em relação ao formato do problema e otimização.

Eles possibilitam trabalhar com todos os tipos de não-convexidade, característicos da formulação do FPO. Além disso, pelo menos em teoria, eles são capazes de identificar os vários pontos ótimos locais presentes em um problema de FPO para, assim, fornecer o ponto ótimo global como solução.

No entanto, esses métodos tendem a demandar muito processamento computacional. Como resultado, o tempo demandado para encontrar a solução do problema utilizando um deles é, por vezes, maior do que quando se emprega um método determinístico bem desenvolvido.

Ademais, diversos parâmetros precisam ser bem configurados para garantir um bom desempenho dos métodos não-determinísticos. Caso esses parâmetros não sejam cuidadosamente implementados, alguns métodos mais sensíveis podem inclusive ter o seu tempo de processamento e propriedades de convergência afetados [52].

Os métodos determinísticos, por representarem algumas das primeiras abordagens concebidas para a solução do FPO, são costumeiramente denominados de tradicionais ou clássicos. Eles são caracterizados pela programação matemática através de algoritmos de cálculo de derivadas (ou matrizes equivalentes jacobianas, hessianas, etc.).

Atualmente, os melhores métodos determinísticos para solucionar FPOs são os de programação sequencial linear, programação sequencial quadrática e variações do método dos pontos interiores primal-dual. Tais métodos apresentam tempo de processamento rápido e geralmente possuem boa acurácia mesmo quando trabalham com não-linearidades [51].

Sendo assim, optou-se por utilizar o método dos pontos interiores primal-dual preditor-corretor para realizar o pré-despacho ótimo de geração proposto neste trabalho. Esse método de otimização encontra-se disponível na função *linprog* do MATLAB, programa escolhido para realizar os cálculos de otimização.

### **3.3 – Método dos Pontos Interiores Primal-Dual Preditor-Corretor**

O método dos pontos interiores é uma família de algoritmos de transformação projetiva usada para solucionar problemas de otimização lineares e não-lineares. Ao utilizá-lo, restringe-se a busca por uma região factível por meio de termos de barreira

introduzidos na função objetivo do problema. Sua premissa é determinar um caminho central através dessa região para que uma solução ótima seja encontrada.

Ele foi primeiramente introduzido por Karmarkar como um substituto para o método Simplex e, posteriormente, foi aprimorado por muitos outros pesquisadores. Em comparação ao método Simplex, ele mostrou-se fortemente competitivo especialmente em problemas de otimização grandes, degenerados ou estocásticos.

Em problemas de programação linear, por exemplo, o método dos pontos interiores requer cálculos cada vez mais complexos a cada iteração. Entretanto, isso é compensado pelo aumento do progresso realizado em direção à solução pelo interior do polítopo também a cada iteração. Já no método Simplex, o ponto ótimo é encontrado percorrendo as fronteiras da região factível. Uma comparação entre esses dois métodos é mostrada na Figura 3.2 [46,51].

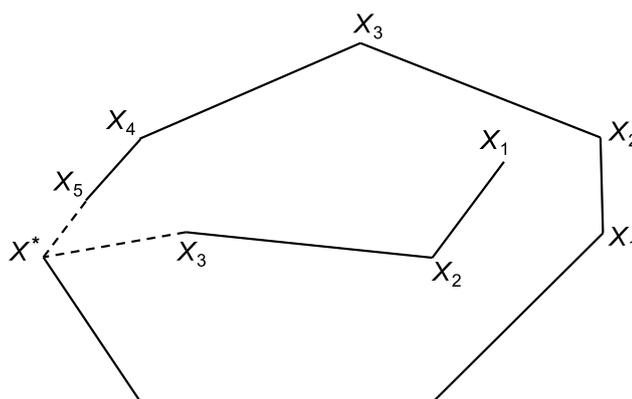


Figura 3.2 – Iterações no método Simplex e no método dos pontos interiores. Fonte: [46]

Os algoritmos modernos de pontos interiores possuem a habilidade de resolver problemas mesmo que o ponto inicial não pertença à região factível. Outras características que tornam esse método atraente são a rápida convergência e a facilidade com que trabalha com restrições de desigualdade por meio de funções de barreira.

Uma das primeiras aplicações do método dos pontos interiores foi a resolução do FPO por meio de programação linear sequencial. Esse emprego, cuja estratégia de solução é mostrada na Figura 3.3, foi aplicado nas otimizações realizadas neste trabalho [53,51].

Uma das subclasses do método dos pontos interiores desenvolvida é o método dos pontos interiores primal-dual. Com ele, resolve-se diretamente o primal, o dual e as variáveis de folga de um problema linear ou não-linear enquanto se aproxima da condição de otimalidade.

Nesse método, as variáveis de folga são relacionadas por meio de um conjunto de equações não-lineares. Assim, representa-se as condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) da função Lagrangiana aumentada para a otimização de um problema dado um parâmetro de barreira heurístico  $\mu$ .

Esse parâmetro gerencia o balanço entre o progresso do algoritmo em direção ao ponto ótimo e a ligação com o caminho central da região factível. Ele pode ter seu valor fixado ou atualizado dinamicamente com o progresso do algoritmo, o que origina uma grande variedade de abordagens desse método.

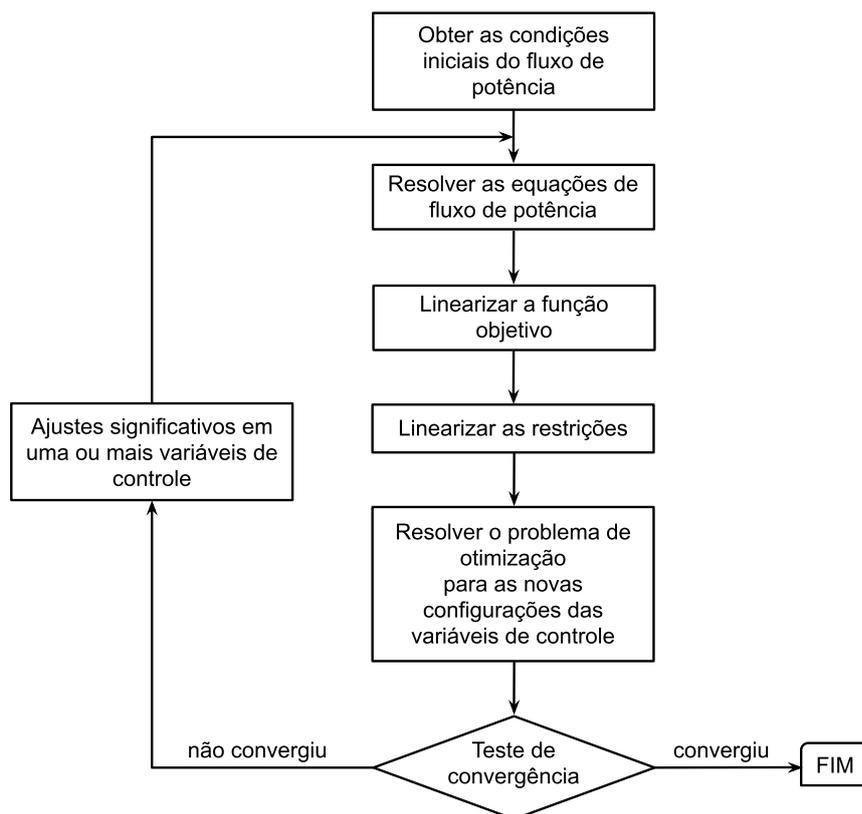


Figura 3.3 – Estratégia de solução do FPO baseado em programação linear. Fonte: Adaptado de [53]

Com a seleção apropriada de  $\mu$ , pode-se garantir que longos passos sejam dados em direção à solução ótima, o que reduz o número de iterações necessárias

para obtê-la. Evidencia-se, pois, a relevância da determinação desse parâmetro para o método em questão [46,51].

Um aperfeiçoamento do método dos pontos interiores primal-dual, no que diz respeito a procura pela direção ótima, foi realizado por Mehrotra com a introdução de técnicas predictoras-corretoras. Com essa abordagem, obtém-se uma eficiência maior tanto em termos de processamento quanto em números de iterações.

Na etapa preditora do método, a direção afim-escala é procurada, a qual fornece um aumento maior da otimalidade do problema negligenciando os limites das variáveis de controle. Em seguida, a etapa corretora é aplicada e um valor apropriado para o parâmetro de barreira  $\mu$  é estimado dinamicamente, o que restaura a centralidade da solução [51].

Então, para um problema de programação linear que busca um vetor  $x$  que minimize a função linear  $f^T x$  cuja formulação matemática é dada por (3.2), pode-se aplicar um algoritmo que utiliza o método dos pontos interiores para a encontrar a solução ótima.

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & f^T x \\ \text{s. a.} & \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ A_{eq} \cdot x = b_{eq} \\ l \leq x \leq u \end{cases} \end{array} \quad (3.2)$$

Após um pré-processamento da equação (3.2), pode-se reescrevê-la da seguinte forma:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & f^T x \\ \text{s. a.} & \begin{cases} \bar{A} \cdot x \leq \bar{b} \\ x + t = u \\ x, t \geq 0 \end{cases} \end{array} \quad (3.3)$$

Assume-se na equação (3.3), pois, que todas as variáveis do problema têm ao menos um limite finito. Ao se deslocar e inverter os sinais dos componentes das restrições, se necessário, garante-se que todo componente  $x$  tem um limite inferior de 0. Além disso, as restrições de desigualdade são convertidas em restrições de igualdade com o uso do vetor de variáveis  $t$ . Já o vetor de igualdade linear é representado por  $b$ .

A matriz  $\bar{A}$  é definida como a matriz linear estendida que inclui tanto as restrições de igualdade quanto as restrições de desigualdade. Também são incluídos nela os termos estendidos do vetor  $x$ , onde  $x_0$  representa o vetor  $x$  original e  $s$  representa as variáveis de folga utilizadas para transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade.

$$\bar{A}x = \begin{pmatrix} A_{eq} & 0 \\ A & I \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_0 \\ s \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

Sendo assim, pode-se definir a função Langrangiana do problema da seguinte forma:

$$L = f^T x - y^T (\bar{A}x - \bar{b}) - v^T x - w^T (u - x - t) \quad (3.5)$$

Onde:

$y$ : Vetor de multiplicadores de Lagrange associado às igualdades lineares

$v$ : Vetor de multiplicadores de Lagrange associado aos limites inferiores

$w$ : Vetor de multiplicadores de Lagrange associado aos limites superiores

Consequentemente, as condições de KKT desse problema de programação linear são [54,55]:

$$f - \bar{A}^T y - v + w = 0 \quad (3.6)$$

$$\bar{A}x = \bar{b} \quad (3.7)$$

$$x + t = u \quad (3.8)$$

$$v_i x_i = 0 \quad (3.9)$$

$$w_i t_i = 0 \quad (3.10)$$

$$(x, v, w, t) \geq 0 \quad (3.11)$$

Apesar da técnica proposta por Mehrotra ter sido desenvolvida para a programação linear, muitas pesquisas foram dedicadas para estender sua aplicação para a programação não-linear. Como consequência desses esforços, um

considerável sucesso foi alcançado na solução de problemas de FPO não-lineares com a utilização do método dos pontos interiores primal-dual preditor-corretor [51].

## 4 METODOLOGIA

Neste capítulo, os aspectos necessários para a realização dos estudos de integração realizados nesse trabalho serão apresentados. Esses estudos avaliam os impactos causados pela conexão de uma Geração Distribuída de grande porte em um sistema real localizado no estado do Pará.

Dentre as características relevantes do sistema fornecidas nesse capítulo, pode-se citar o tamanho do tronco principal dos dois alimentadores que o formam, nível de tensão base e configurações usualmente adotadas pela concessionária. Além disso, os perfis de demanda de cada um dos alimentadores ao longo da semana são avaliados.

Outro aspecto importante abordado são os reguladores em cascata existentes no sistema. Suas localizações e configurações de banda morta, *setpoint* são especificadas.

O ponto de conexão do Produtor Independente de Energia (PIE), responsável pela GD, e as propriedades a ele relacionadas também são foco do capítulo. As características de geração, injeção de potência e contrato com a concessionária são exploradas.

O capítulo conta ainda com explicações acerca das configurações de simulação adotadas para a realização dos estudos de integração. O tipo de simulação e a janela de tempo adotada para os estudos, por exemplo, são determinados.

Ademais, é apresentada a formulação do Fluxo de Potência Ótimo utilizado na estratégia de pré-despacho proposta nesse trabalho.

### 4.1 Descrição do sistema

No Estado do Pará, estão localizados dois alimentadores rurais extensos (PR-09 e PR-11) conectados na Subestação (SE) de Paragominas. Ambos possuem tamanho do tronco principal de aproximadamente 100 km. Dentre os cabos mais utilizados ao longo desses alimentadores, podem ser citados os cabos Alumínio NU 2 AWG CAA, Alumínio NU 1/0 AWG CAA, Alumínio NU 336 MCM CAA e Alumínio NU 4/0 AWG CAA. A Tabela 1 contém os dados de resistência e reatância desses cabos.

<b>Cabo</b>	<b>R (<math>\Omega</math>/km)</b>	<b>X (<math>\Omega</math>/km)</b>
<i>Alumínio NU 2 AWG CAA</i>	0.95712	0.44158
<i>Alumínio NU 1/0 AWG CAA</i>	0.6002	0.42402
<i>Alumínio NU 336 MCM CAA</i>	0.18933	0.37518
<i>Alumínio NU 4/0 AWG CAA</i>	0.2994	0.39782

Tabela 4.1 – Dados de R e X dos cabos mais utilizados.

Tanto o PR-09 quanto o PR-11 operam com uma tensão base de 34.5 kV e possuem dois reguladores de tensão em cascata, responsáveis por assegurar níveis de tensão adequados ao longo desses alimentadores. De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, estabelecido pela ANEEL, os níveis de atendimento adequados, precários e críticos para a faixa de tensão em análise são [9]:

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</b>
<i>Adequada</i>	$0.93TR \leq TL \leq 1.05TR$
<i>Precária</i>	$0.90TR \leq TR \leq 0.93TR$
<i>Crítica</i>	$TL \leq 0.90TR$ ou $TL > 1.05TR$

Tabela 4.2 – Faixas para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Os diagramas unifilares do PR-09 e do PR-11 com identificação de disjuntores, chaves, RTs e barras de interesse para os estudos que compõem este trabalho podem ser observados na Figura 4.1. Dentre as barras assinaladas, destaca-se a Barra 1050 localizada no PR-09, na qual será conectado um Produtor Independente de Energia (PIE).

A alteração de estado dos disjuntores do PR-09 (D1) e PR-11 (D2), da chave localizada no PR-09 (CH1) e da chave que conecta os dois alimentadores (CH2) permite a operação desse sistema de quatro maneiras distintas. A Tabela 3 apresenta os estados dos disjuntores e chaves dos alimentadores e uma breve descrição de cada cenário operativo.

Os Cenários Operativos 1 e 3 são adotados pela concessionária com frequência. Já os Cenários Operativos 2 e 4, embora não sejam comumente usados, são considerados como opções de configuração possíveis do sistema por propiciar o aumento da confiabilidade da rede.

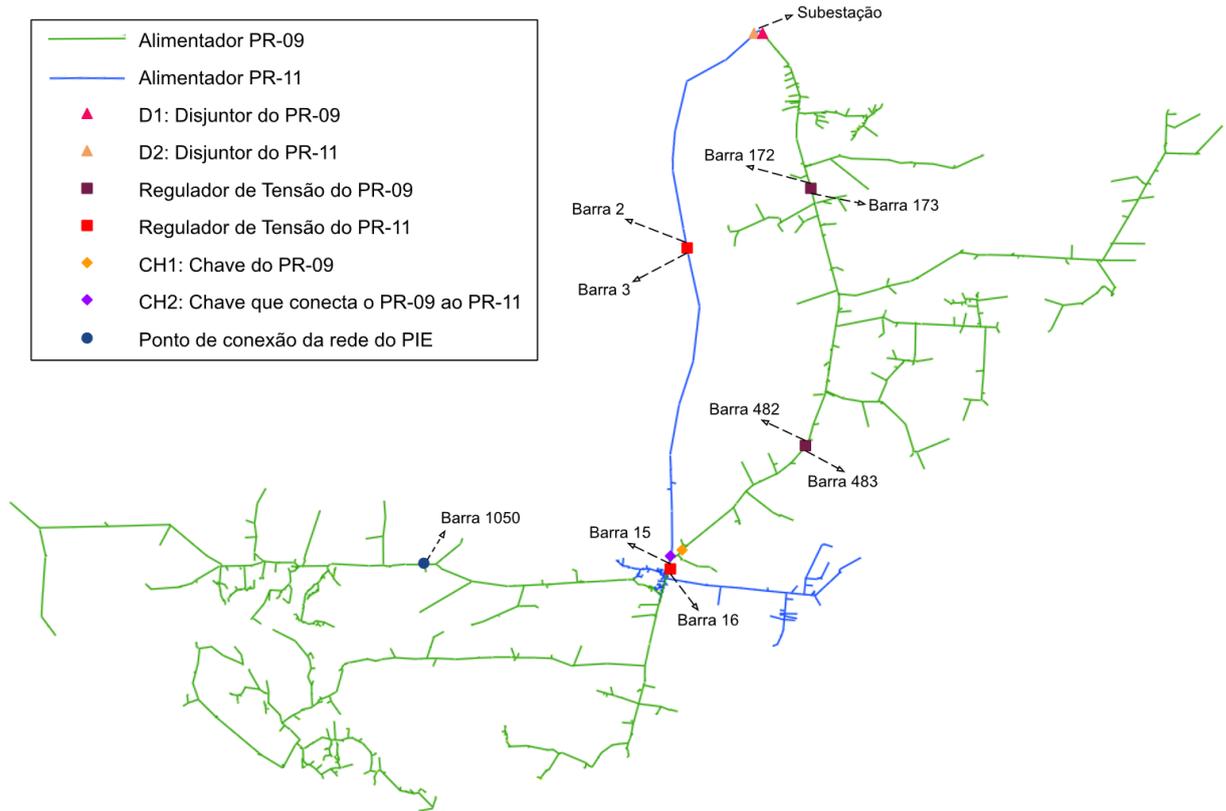


Figura 4.1 – Diagrama unifilar do PR-09 e PR-11.

	<b>Disjuntor D1</b>	<b>Disjuntor D2</b>	<b>Chave CH1</b>	<b>Chave CH2</b>	<b>Descrição</b>
<b>Cenário Operativo 1</b>	Fechado	Fechado	Fechada	Aberta	O PR-09 e o PR-11 são operados de modo independente
<b>Cenário Operativo 2</b>	Fechado	Aberto	Fechada	Fechada	O PR-09 supre a demanda dos dois alimentadores
<b>Cenário Operativo 3</b>	Fechado	Fechado	Aberta	Fechada	Parte da carga do PR-09 é transferida para o PR-11
<b>Cenário Operativo 4</b>	Aberto	Fechado	Fechada	Fechada	O PR-11 supre a demanda dos dois alimentadores

Tabela 4.3 – Cenários Operativos do PR-09 e PR-11.

## 4.2 Perfis de Demanda

Os perfis de demanda selecionados para este trabalho foram baseados em medições realizadas durante o segundo semestre do ano de 2018 fornecidas pela concessionária. A partir desses dados, foi realizada a análise da integração do PIE nas configurações de sistema comumente adotadas. Sendo assim, apenas os comportamentos da carga do alimentador PR-09 no Cenário Operativo 1 e da carga do alimentador PR-11 no Cenário Operativo 3 foram avaliados minuciosamente.

A Figura 4.2 exibe as curvas de carga do PR-09 no decorrer da semana. Como se pode notar, o comportamento do sistema não tende a variar muito com relação aos dias da semana: o nível de carregamento costuma ficar entre 2 MW e 2.6 MW e o período das 6 h às 18 h usualmente apresenta demanda menor do que o restante do dia. As simulações relacionadas a este caso, portanto, foram realizadas com um perfil de demanda típico desse alimentador.

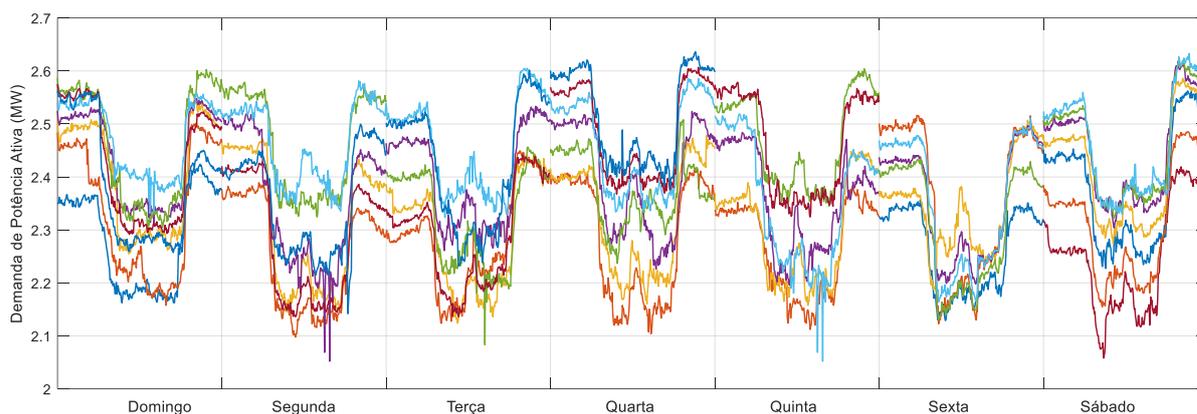


Figura 4.2 – Perfis de demanda do PR-09 ao longo da semana.

Os perfis de demanda do PR-11 durante a semana podem ser observados na Figura 4.3. Nesse caso, há diferenças notáveis entre as curvas do final de semana e o restante dos dias tanto em relação ao nível de carregamento quanto em relação às variações de demanda no decorrer do dia.

Nos domingos, por exemplo, a demanda de carga entre as 6 h e 18 h normalmente fica abaixo de 3 MW, enquanto que, de segunda à sexta, a demanda mínima neste período costuma ser em torno de 3.5 MW. Por conseguinte, as simulações referentes a este cenário foram divididas em dias úteis, sábados e domingos. Essa classificação está de acordo com a adotada pela ANEEL no processo de consolidação das previsões de carga para estudos elétricos [56].

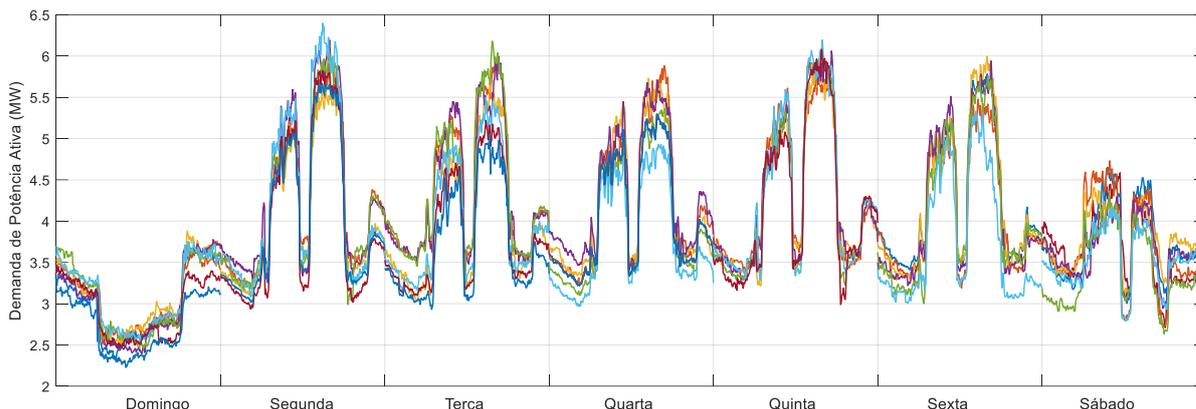


Figura 4.3 – Perfis de demanda do PR-11 ao longo da semana.

### 4.3 Configurações de Simulação

Para a realização das simulações apresentadas neste trabalho, os alimentadores PR-09 e PR-11 foram modelados no *software* OpenDSS. A SE de Paragominas foi configurada com um *setpoint* de 1.04 p.u. e uma impedância de Thévenin de  $Z_0=0.002+j12.13 \Omega$  (sequência zero) e  $Z_1=1.369+j17.633 \Omega$  (sequência positiva).

O RT do PR-09 instalado entre as barras 172 e 173 (RT 172/173) foi configurado com *setpoint* de 1 p.u., enquanto que o outro RT deste alimentador, localizado entre as barras 482 e 483 (RT 482/483), foi configurado com *setpoint* de 0.97 p.u.. Com relação aos RTs do PR-11, o posicionado entre as barras 2 e 3 (RT 2/3) tal qual o situado entre as barras 15 e 16 (RT 15/16) foram definidos com *setpoint* de 1 p.u.. Todos os RTs foram modelados com banda morta de 1%.

Outra característica estabelecida para todos os RTs foi a temporização dupla. Nos RTs de cada alimentador mais próximos da SE, foi adotado um atraso inicial de 30s. Para os mais afastados, foi adotado um atraso inicial de 45 s. Os atrasos de tempo subsequentes são todos da ordem de 5 s.

O PIE que será conectado na Barra 1050 do PR-09 corresponde a uma indústria de etanol e açúcar, a qual, atualmente, opera isolada da rede. Com a interligação, uma máquina síncrona já utilizada pela indústria, cuja capacidade é de 12.5 MVA, atuará como a GD deste PIE.

De acordo com o contrato estabelecido com a concessionária, a GD suprirá a demanda total da carga da indústria (4.3 MW e 1.83 MVar) e injetará 3 MW na rede ininterruptamente por 6 meses, durante o período de safra da cana-de-açúcar. Tanto

a rede interna do PIE (de 10.2 km de extensão) quanto a sua carga foram consideradas na modelagem.

O modo de simulação de fluxo de carga via séries temporais ou *quasi-static time series* (QSTS) foi adotado para o estudo de integração do PIE. Esse tipo de simulação se refere a uma sequência de fluxos de carga realizados na qual a convergência de um fluxo é utilizada como estado inicial do seguinte.

Esta dependência permite simular o comportamento tanto de parâmetros variantes no tempo, como a carga, quanto de parâmetros dependentes do tempo, como o estado de equipamentos automáticos de controle de tensão. Todavia, mesmo com a característica de dependência do tempo, nenhum método de integração numérica para equações diferenciais se faz necessário [57,58].

Dentre as possíveis aplicações para este tipo de simulação, pode-se citar a avaliação de perdas dos sistemas [59], análises de flutuação de tensão provocadas pela integração de GDs baseadas em fontes intermitentes na rede [60], além de impactos causados em equipamentos de controle de tensão [61].

Para as simulações dos Cenários Operativos 1 e 3, foi considerada uma janela de tempo de 24 h. Para as simulações dos Cenários Operativos 2 e 4, adotou-se uma janela de tempo de 300 s. Todas as simulações foram realizadas com tempo de resolução de 1 s.

#### **4.4 Formulação do Fluxo de Potência Ótimo**

Caso o PIE injete 3 MW de tensão ininterruptamente durante 6 meses como pré-estabelecido no contrato com a concessionária, a possibilidade da GD provocar a inversão de fluxo em algum regulador de tensão deverá ser levada em conta. Caso contrário, o sistema poderá operar em condições adversas.

No Cenário Operativo 1, a demanda do alimentador PR-09 é sempre menor do que 3 MW. Logo, com a inserção da GD nesse cenário, o fluxo de potência ativa nos RTs permanecerá invertido seja qual for o horário ou dia da semana. Nesse caso, os RTs deverão operar no modo cogeração a fim de evitar a ocorrência da condição de *runaway*.

Entretanto, com a adoção deste modo de controle nos RTs, o Cenário Operativo 4 se torna impraticável. Isto se deve ao fato das barras controladas pelos

RTs no Cenário Operativo 1 (barras 172 e 482) ficarem de um lado de maior nível de curto-circuito no Cenário Operativo 4, o que faria com que os reguladores entrassem na condição de *runaway* [22].

No Cenário Operativo 3, a demanda do alimentador PR-11 em dias úteis costuma ser maior do que a potência ativa que a GD injetará no sistema. Todavia, nos sábados e principalmente nos domingos, a carga do alimentador passa horas abaixo de 3 MW. Nesse caso, portanto, o RT localizado entre as barras 2 e 3 do PR-11 deverá operar no modo cogeração quando a GD for conectada ao sistema. Com essa medida, evita-se que a GD ocasione a condição de *runaway* nesse regulador. O outro RT desse alimentador está localizado após a chave CH2, logo não há possibilidade de inversão de fluxo provocada pela GD nele.

Ao adotar o modo cogeração no RT citado, no entanto, não poderá ocorrer modificações do sistema do Cenário Operativo 3 para o Cenário Operativo 2. Caso isso ocorra, a barra 3 ficará do lado do sistema com maior nível de curto-circuito e o RT em questão perderá a capacidade de controlar a tensão dessa barra. Em outras palavras, o RT entrará na condição de *runaway* [31].

Embora as configurações de RTs e limitações de operação citadas previamente garantam que a rede opere de modo satisfatório, a confiabilidade do sistema é prejudicada já que apenas dois dos quatro Cenários Operativos possíveis podem ser adotados. Como alternativa, foi elaborada uma estratégia de pré-despacho de geração da GD.

Essa estratégia, aplicada para o Cenário Operativo 3, visa garantir que a única possibilidade de inversão de fluxo no RT localizado entre as barras 2 e 3 do PR-11 seja por alteração da topologia da rede. Dessa forma, esse RT pode atuar no modo bidirecional e permitir a realização da alteração do Cenário Operativo 3 para o Cenário Operativo 2, o que contribui para o aumento da confiabilidade da rede.

Para tanto, a geração de potência ativa da GD é alterada de acordo com os perfis de demanda do PR-11 expostos na Seção 4.2. As médias de cada tipo de perfil de demanda desse alimentador (domingo, sábado e dia útil) servem de base para a realização do pré-despacho ótimo da GD para o período de uma semana. A função objetivo e as restrições aplicadas no FPO multiperíodo utilizado na implementação dessa

dessa estratégia são:

$$\max P_{GD_t}$$

Sujeito a:

$$0 \leq P_{GD_t} \leq P_{GD_{\max}} \quad (4.1)$$

$$P_{GD_t} \leq P_{RT_t} \quad (4.2)$$

$$\left| P_{GD_t} - P_{GD_{t-1}} \right| \leq TR \quad (4.3)$$

$$\sum_{t \in NF} \frac{P_{GD_t}}{NF} = MG \quad (4.4)$$

$$V_{i_{\min}} \leq V_i \leq V_{i_{\max}} \quad i \in NB \quad (4.5)$$

$$\left| I_{ij} \right| \leq I_{ij_{\max}} \quad ij \in NL \quad (4.6)$$

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (4.7)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4.6)$$

Onde:

$P_{GD_t}$  : Potência ativa da GD em função do instante de tempo t

$P_{GD_{\max}}$  : Potência ativa máxima da GD

$P_{RT_t}$  : Fluxo de potência ativa pelo RT em função do instante de tempo t

$I_{ij}$  : Corrente da linha ij

$I_{ij_{\max}}$  : Corrente máxima da linha ij

$V_i$  : Tensão na Barra i

$V_j$  : Tensão na Barra j

$V_{i_{\min}}$  : Tensão mínima na Barra i

$V_{i_{\max}}$  : Tensão máxima na Barra i

$P_i$  : Injeção de potência ativa na Barra i

$Q_i$  : Injeção de potência reativa na Barra i

$G_{ij}$  : Condutância da linha ij

$B_{ij}$  : Susceptância da linha ij

$\theta_{ij}$  : Diferença angular entre o ângulo da tensão da Barra i ( $\theta_i$ ) e da Barra j ( $\theta_j$ )

$NB$  : Número de barras do sistema

$NL$  : Número de linhas do sistema

$NF$  : Número de Fluxos de Potência Ótimos realizados durante a semana

$TR$  : Taxa de variação em rampa máxima da potência ativa da GD

$MG$  : Média de geração de potência ativa da GD

As restrições (4.1) e (4.3) estão relacionadas às limitações físicas da GD. A restrição (4.1) garante que a máquina não ultrapasse seu limite de geração. Já a restrição (4.3) certifica que o limite de variação de potência ativa do gerador é respeitado.

As restrições (4.2) e (4.4) dizem respeito a características específicas da integração dessa GD no sistema. A restrição (4.2) não permite que o fluxo de potência ativa no RT se inverta para que, assim, ele possa atuar no modo bidirecional sem o risco de ocorrência da condição de *runaway*. A restrição (4.4) garante que a média de geração do PIE durante a semana seja igual a 3 MW. Ou seja, ao final desse período, a injeção de potência ativa realizada pela GD corresponde ao valor obtido caso ela injetasse 3 MW ininterruptamente, como estabelecido no contrato com a concessionária.

As restrições (4.5) e (4.6) foram introduzidas no problema para assegurar que o sistema opere em condições adequadas no que diz respeito às tensões e

capacidade das linhas do sistema, respectivamente. Já as restrições (4.7) e (4.8) representam as equações de balanço do sistema, inerentes ao problema do fluxo de potência.

Ressalta-se que só é possível fazer uso dessa estratégia pelo fato da GD empregada pelo PIE possuir uma capacidade maior do que a efetivamente utilizada. Outra característica importante para a implementação do pré-despacho ótimo proposto é a variação de carga do alimentador, já que ela permite compensar os períodos em que a GD injeta menos do que 3 MW na rede para que a média semanal estipulada seja cumprida. Em alimentadores com o nível de carregamento similar ao do PR-09, por exemplo, essa estratégia não seria aplicável.

Sabe-se que o cálculo do despacho possui uma natureza dinâmica e que, naturalmente, a programação dinâmica parece ser a técnica de otimização mais apropriada para a resolução desse problema. Todavia, ela possui difícil implementação para casos reais e sofre da maldição da dimensionalidade. Portanto, essa técnica de otimização é raramente usada por operadores do sistema.

Os problemas de otimização dinâmicos são comumente transformados em problemas estáticos pela designação de variáveis separadas para cada intervalo de tempo, como realizado nesse trabalho. Com isso, é possível resolver o problema de otimização com técnicas lineares ou não-lineares de programação, estando o método dos pontos interiores e suas variantes inclusos nessas possibilidades [16].

## 5 RESULTADOS

Este capítulo é composto pelos resultados das simulações realizadas para avaliar a integração do PIE no sistema. Para tanto, foram utilizados fatores como a tensão no sistema e atuação dos reguladores de tensão.

Na Seção 5.1, averigua-se se os RTs 172/173 e 482/483 do Cenário Operativo 1 e se o RT 2/3 do Cenário Operativo 3 se tornam dispensáveis com a conexão do PIE no sistema.

A Seção 5.2 contém os resultados das simulações em que o PIE é conectado no Cenário Operativo 1 com os RTs atuando no modo cogeração. Nela, também é avaliado o desempenho do sistema após uma manobra de rede em que ele passa do Cenário Operativo 1 para o Cenário Operativo 4.

Os resultados relacionados à integração do PIE no Cenário Operativo 3 com os RTs atuando no modo cogeração estão na Seção 5.3 deste capítulo. O comportamento do sistema ao realizar a modificação do Cenário Operativo 3 para o Cenário Operativo 2 também compõem esta seção.

Por fim, a Seção 5.4 contém os resultados da aplicação da estratégia de pré-despacho proposta neste trabalho.

### 5.1 GD conectada nos Cenários Operativos 1 e 3 com RTs desativados

A partir das análises dos perfis de demanda realizadas na Seção 4.2 da Metodologia, constata-se que a injeção de potência ativa estabelecida contratualmente para a GD é expressiva. Posto isto, após a integração do PIE, os RTs do PR-09 ou do PR-11 (a depender do cenário operativo escolhido) poderiam não ser mais necessários para compensar a queda de tensão nesses alimentadores. Esta seção é composta dos resultados de simulações utilizadas para averiguar essa possibilidade.

Nos estudos realizados no Cenário Operativo 1, tanto o RT 172/173 quanto o RT 482/483 foram desativados. Dessa forma, a condição de *runaway* não seria mais uma preocupação no PR-09 e a modificação de topologia da rede do Cenário Operativo 1 para o 4 seria possível.

Nos estudos em que o Cenário Operativo 3 foi considerado, apenas o RT 2/3 foi desativado. A alteração do Cenário Operativo 3 para o Cenário Operativo 2 poderia, então, ser realizada já que a condição de *runaway* no PR-11 não mais ocorreria.

### 5.1.1 GD conectada no Cenário Operativo 1 com RTs desativados

A simulação desse caso foi realizada com uma curva de carga típica do PR-09, a qual possui uma demanda menor do que os 3 MW injetados pela GD no sistema. Os resultados referentes às tensões das barras de interesse desse alimentador podem ser observados na Figura 5.1.

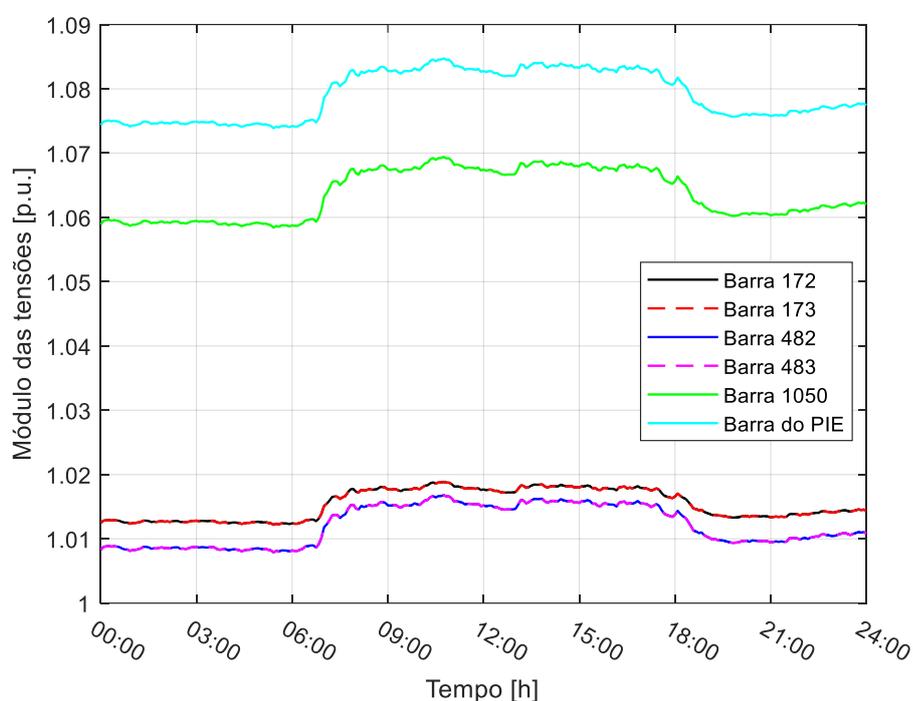


Figura 5.1 – Tensões das barras.

Como se pode notar, conectar o PIE no alimentador sem os RTs provoca problemas graves de sobretensão no sistema. A barra do PIE e a barra em que ele é conectado (barra 1050) passam o dia todo com uma tensão de atendimento crítica (acima de 1.05 p.u.).

Os reguladores, portanto, não são dispensáveis nesse caso. Apenas seus objetivos seriam modificados. Ao invés de serem utilizados para compensar a queda de tensão no alimentador, eles ajudariam a prevenir a ocorrência de sobretensões nas barras causadas pela injeção de potência ativa da GD.

### 5.1.2 GD conectada no Cenário Operativo 3 com RT 2/3 desativado

Para a análise desse caso, utilizou-se perfis de demanda típicos do PR-11 em domingos, dias úteis e sábados. A Figura 5.2 mostra o comportamento, para as diferentes curvas de carga, das tensões das barras de interesse desse alimentador com a inserção do PIE sem o RT 2/3 no sistema.

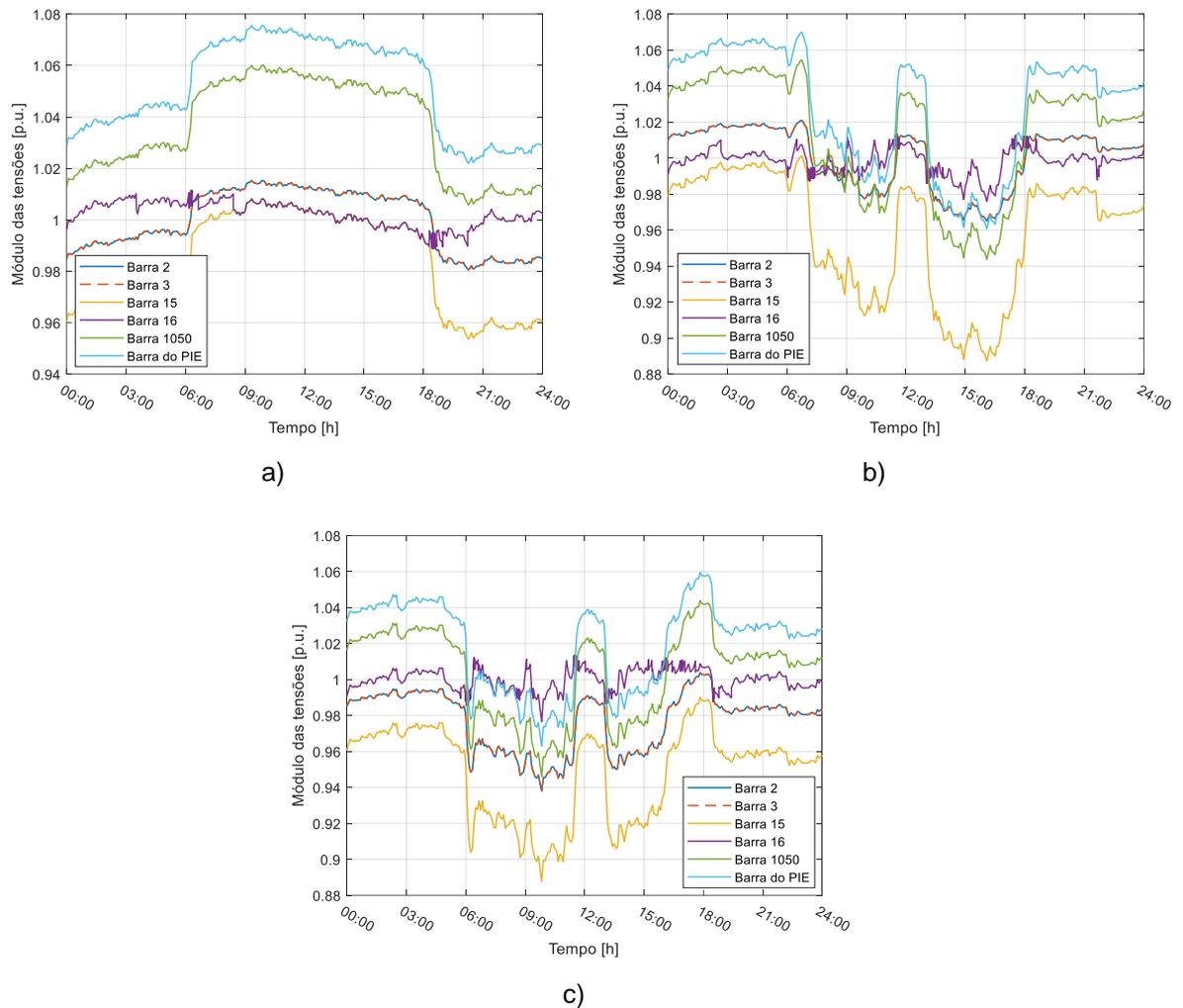


Figura 5.2 – Tensões das barras no a) domingo b) dia útil e c) sábado.

Nota-se que, em todas as simulações, em algum momento a tensão na barra do PIE adentra a faixa crítica estabelecida pelo PRODIST. No domingo, em particular, a sobretensão nessa barra perdura por metade do dia. É possível detectar, inclusive, que a barra 1050, por vezes, compartilha do mesmo problema.

Entretanto, a sobretensão não é o único fator preocupante para esse alimentador. A subtensão verificada na barra 15 no dia útil e no sábado (dias com demanda de carga maior) também merece atenção.

Logo, nesse caso, o RT 2/3 é necessário para prestar auxílio em duas situações distintas: possíveis sobretensões provocadas pela GD e nos momentos em que a carga do alimentador fica mais pesada.

## 5.2 GD conectada no Cenário Operativo 1

Esta seção é constituída pelos resultados das simulações realizadas para investigar como a integração do PIE afeta o comportamento do sistema no Cenário Operativo 1. Uma característica importante desse caso (explicitada na Metodologia) é que a potência ativa gerada pelo PIE é sempre maior do que a exigida pela carga do PR-09.

Os reguladores desse alimentador, portanto, foram configurados para atuar no modo cogeração. Isto é, o RT 172/173 e o RT 482/483 controlam as tensões das barras 173 e 483, respectivamente, independente da direção do fluxo de potência ativa que os perpassa.

Para a realização dessa análise, foi utilizada uma curva de carga típica do alimentador PR-09. O caso de manobra de rede em que o sistema passa do Cenário Operativo 1 para o Cenário Operativo 4 também foi estudado.

### 5.2.1 Dia típico

Com a integração do PIE injetando 3 MW constantemente no sistema, o fluxo de potência ativa nos RTs 172/173 e 482/483 é sempre inverso (Figura 5.3). Mesmo nos períodos de carga pesada, é possível notar um excedente de geração de potência ativa da GD passando pelos RTs. Logo, constata-se a inviabilidade desses equipamentos atuarem no modo bidirecional sem que a condição de *runaway* ocorra.

O comportamento das tensões das barras de interesse e dos tapes dos RTs para esse caso pode ser observado na Figura 5.4. Nota-se que, para as configurações de sistema adotadas, as tensões de todas as barras permanecem dentro dos valores adequados. Além disso, os reguladores são acionados poucas vezes para compensar violações da banda-morta na tensão das barras por eles controladas.

### 5.2.2 Manobra de rede

Devido ao modo de controle adotado nos RTs do PR-09, sabe-se que a manobra de rede em que o sistema passa do Cenário Operativo 1 para o Cenário Operativo 4 não pode ser praticada [10]. De qualquer forma, uma simulação foi realizada para

investigar quais os impactos associados a execução dessa manobra no sistema. Os resultados obtidos podem ser observados na Figura 5.5.

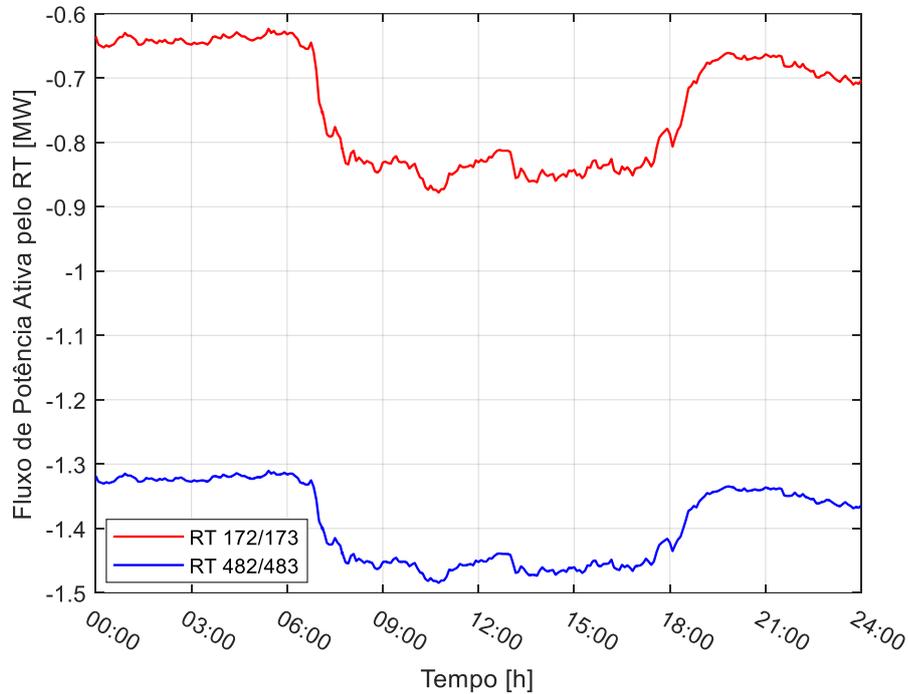


Figura 5.3 – Fluxo de potência pelos RTs.

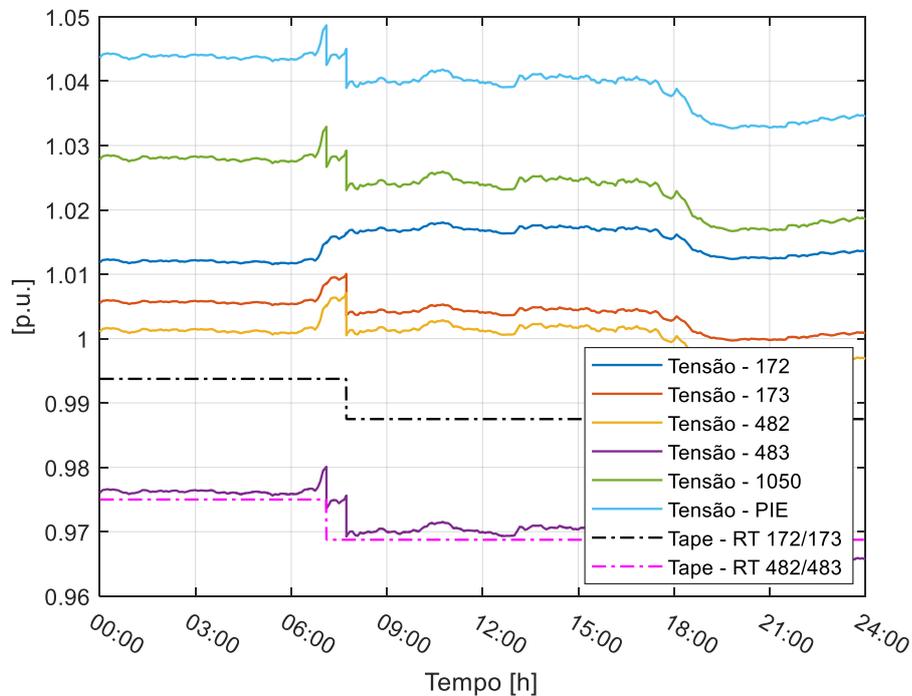


Figura 5.4 – Tensões das barras e tape dos RTs.

Durante os 30 s iniciais da simulação, a configuração adotada para o sistema é o Cenário Operativo 1. Concluído esse tempo, o disjuntor D1 abre, a chave CH2

fecha e o PR-11 passa a suprir a demanda de todo o sistema, caracterizando o Cenário Operativo 4. Essa configuração perdura pelo restante da simulação.

Ao alterar o cenário operativo do sistema, as barras de interesse do PR-09 têm sua tensão elevada. A tensão da barra 483, então, viola o limite de banda-morta estabelecido no RT 482/483 e o ativa. Da mesma forma, a tensão da barra 173 fica acima do valor admissível dada as configurações do RT 172/173, o que aciona os seus mecanismos de controle.

Todavia, outra consequência da manobra é modificar a posição das barras controladas do lado de menor para o de maior nível de curto-circuito. A capacidade dos RTs do PR-09 de regular a tensão, portanto, é afetada. Como se pode notar pelos resultados expostos na Figura 5.5, ambos entram na condição de *runaway*.

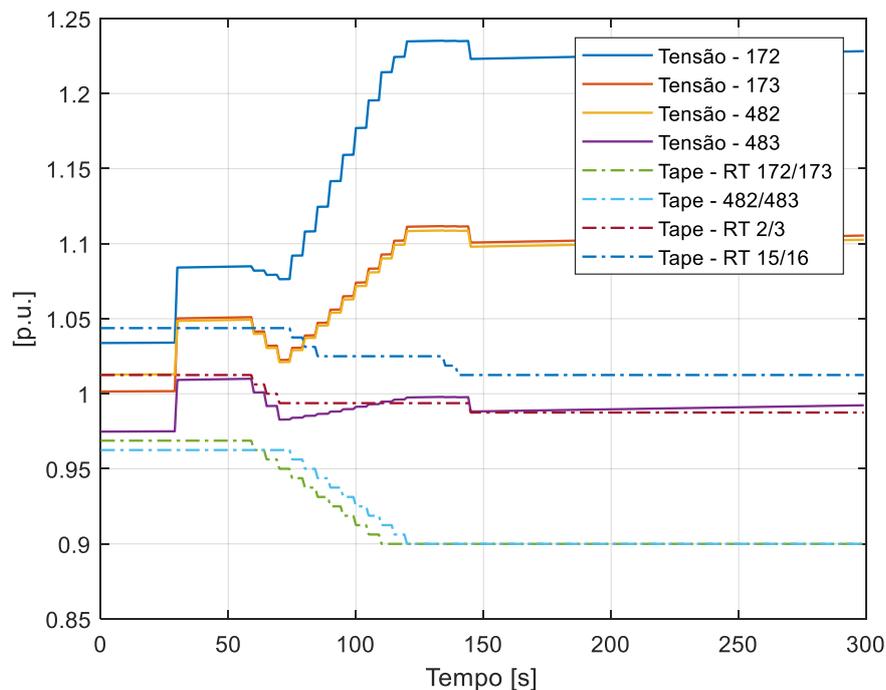


Figura 5.5 – Tensões das barras e tapes.

O RT 482/483 comuta tapes até atingir seu limite inferior com o intuito de diminuir a tensão da barra 483. Entretanto, nenhuma variação de tensão notável é provocada por ele nessa barra. Em compensação, todas as outras barras estudadas têm suas tensões elevadas pela atuação deste equipamento. As tensões das barras 173 e 482 do sistema, por exemplo, atingem um valor de 1.1 p.u. ao final da simulação por causa da ocorrência desse fenômeno no regulador.

O RT 172/173 também é levado ao seu limite inferior após modificar seus tapes na tentativa de diminuir a tensão da barra 173. Todavia, suas atuações não provocam modificações consideráveis na tensão dessa barra, como característico da condição de *runaway*. A tensão da barra 172, por outro lado, aumenta a cada comutação de tape desse regulador.

Vale ressaltar que a barra 172, em particular, é afetada pela perda de controle dos dois RTs do PR-09. Por isso, é possível observar nela um efeito cumulativo, o qual provoca uma sobretensão de mais de 1.2 p.u ao final da simulação.

Outro aspecto interessante dos resultados da Figura 5.5 é a diminuição, por volta dos 60 e 145 s de simulação, no valor de tensão das barras do PR-09. Isso ocorre devido à atuação do RT 2/3. As comutações de tape do RT 15/16, por outro lado, não afetam as barras em análise por causa da localização desse regulador no sistema.

### **5.3 GD conectada no Cenário Operativo 3**

Nesta seção, serão apresentados os resultados das simulações utilizados para avaliar a integração do PIE no Cenário Operativo 3. Como nesse cenário há a possibilidade de inversão de fluxo no RT 2/3 no decorrer da semana, os RTs foram configurados para atuar no modo cogeração. Ou seja, a barra 3 será controlada pelo RT 2/3 e a barra 16 será controlada pelo RT 15/16 seja qual for a direção de fluxo de potência ativa por esses reguladores.

Foram estudados os efeitos dessa conexão para os diferentes perfis de carga desse alimentador (divididos em domingo, dia útil e sábado). O caso de manobra de rede em que o sistema passa do Cenário Operativo 3 para o Cenário Operativo 2 também foi analisado.

#### **5.3.1 Domingo**

Com a conexão da GD injetando 3 MW de potência continuamente no sistema, o PIE supre além da demanda do alimentador durante boa parte do tempo das 3h até pouco depois das 18h do domingo. Como consequência, o fluxo de potência ativa no RT 2/3 fica invertido por mais de 14 h (Figura 5.6).

A partir das análises dos perfis de demanda realizadas na Seção 4.2 da Metodologia, sabe-se que os domingos são os dias com menor demanda de carga

nesse alimentador. Portanto, eles são os dias mais suscetíveis à inversão de fluxo no RT 2/3. Constata-se, pois, a impossibilidade do regulador em questão atuar no modo bidirecional já que isto implicaria na ocorrência da condição de *runaway* como explicado anteriormente.

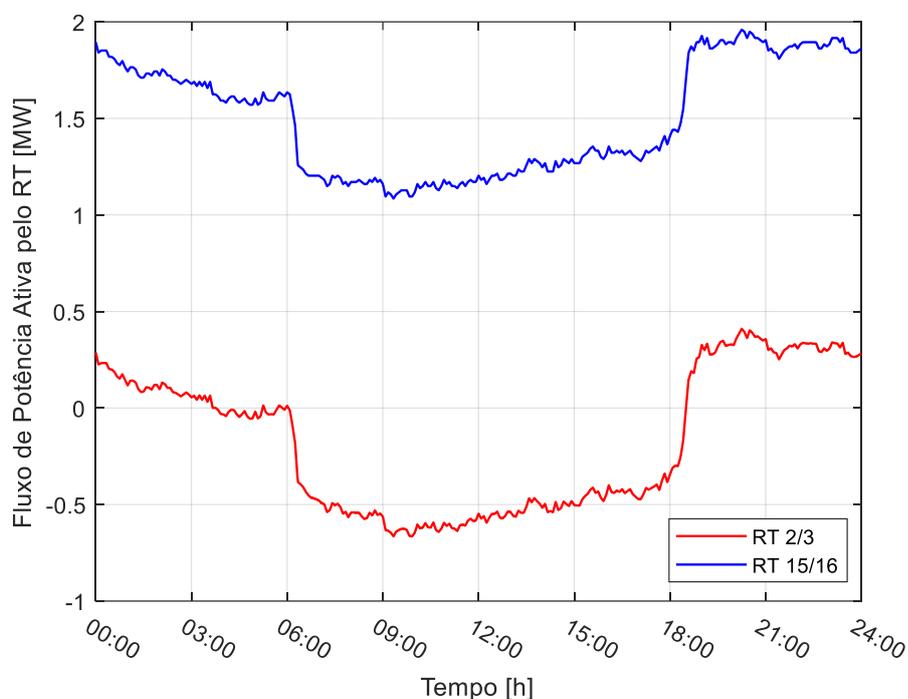


Figura 5.6 – Fluxo de potência pelos RTs.

A Figura 5.7 mostra as tensões das barras analisadas e a posição de tape dos RTs durante o dia. Pode-se notar que, para as configurações de sistema e perfil de demanda admitidos, a sobretensão na barra do PIE é preocupante. Por mais de 10h ela permanece em estado crítico. Nos períodos em que a carga está mais leve, o problema da sobretensão também é detectado na barra 1050 do sistema.

Em contrapartida, as tensões das outras barras permanecem dentro dos limites aceitáveis. Além disso, os RTs atuam poucas vezes para assegurar que as tensões das barras por eles controladas permaneçam dentro da banda-morta. Contudo, não é possível operar o sistema dessa forma devido às violações de tensão das barras 1050 e do PIE.

### 5.3.2 Dia Útil

O perfil de demanda de dias úteis do alimentador PR-11 possui o maior nível de carregamento dentre os perfis considerados neste cenário operativo. Pode-se

constatar isso pela Figura 5.8. Durante o período de carga pesada, mesmo com a injeção constante de potência por parte da GD, o fluxo pelo RT 2/3 ultrapassa 2 MW.

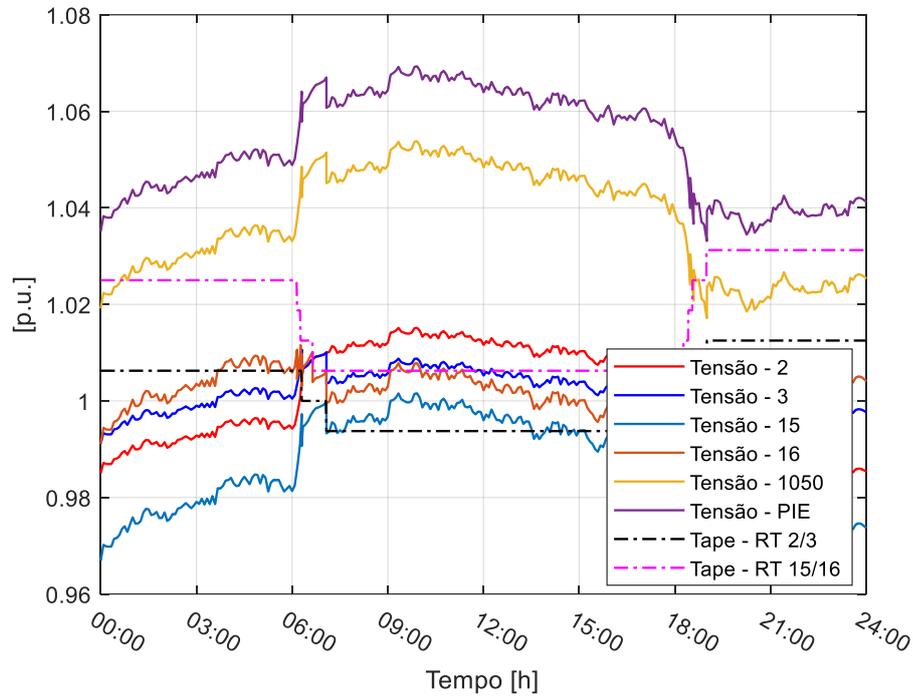


Figura 5.7 – Tensões das barras e tape dos RTs.

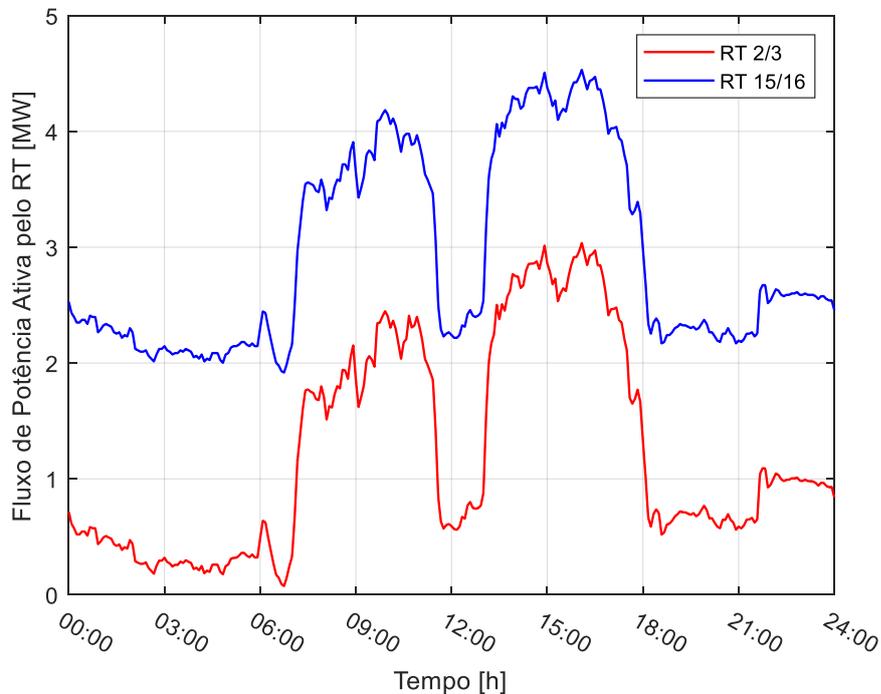


Figura 5.8 – Fluxo de potência pelos RTs.

Evidencia-se ainda que, em dias úteis, não há inversão de fluxo no RT 2/3. No período em que a carga está mais leve (de 0 h às 6 h), a geração da GD apenas se aproxima bastante do valor necessário para suprir a demanda à jusante do RT 2/3.

As tensões do sistema e posições de tape dos RTs podem ser observadas na Figura 5.9. Por causa das variações de carga características desse perfil, os RTs atuam com maior frequência no decorrer do dia para manter as tensões das barras 3 e 16 dentro do intervalo da banda-morta. Ainda assim, problemas de violação dos limites de tensão podem ser identificados nas barras 15 e do PIE.

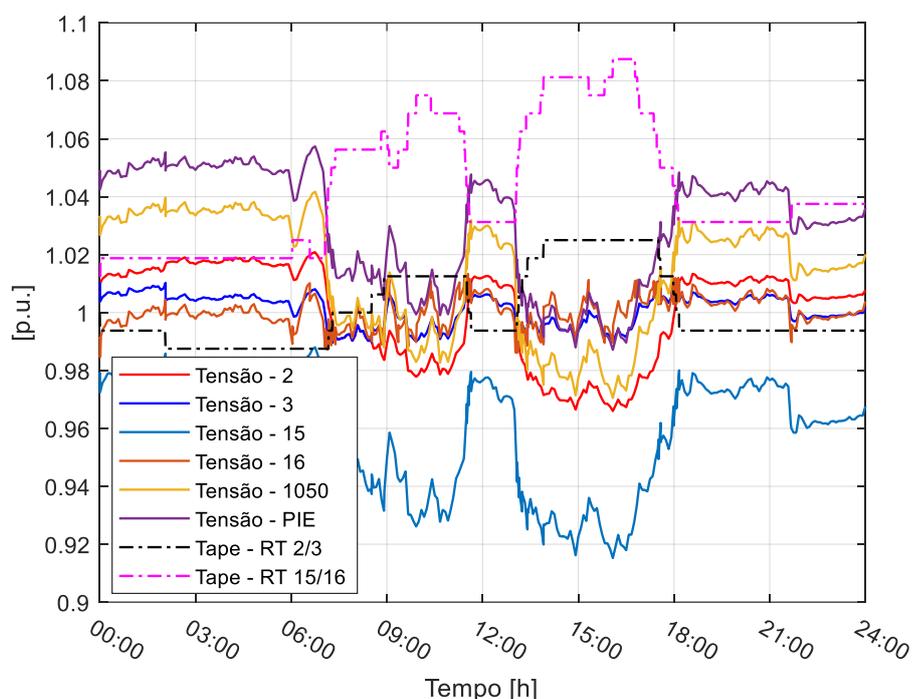


Figura 5.9 – Tensões das barras e tape dos RTs.

Quando a demanda de carga atinge seus maiores valores, a tensão na barra 15 adentra o intervalo de tensão precária estabelecido pelo PRODIST. Esse limite de tensão é infringido por 3 h. Já a tensão na barra do PIE, no período de carga leve, fica acima de 1.05 p.u. por aproximadamente 4 h. Operar o sistema nessas condições, portanto, não é aconselhável.

### 5.3.3 Sábado

O perfil de demanda correspondente ao sábado tem um comportamento similar ao perfil de dia útil. A maior diferença entre esses dias é o nível de carregamento do sistema: a carga no sábado é menor. Por causa dessa característica, as chances dos 3 MW injetados pela GD excederem a potência requerida pelas cargas do alimentador são maiores.

Como se pode notar pela Figura 5.10, isso realmente acontece durante os períodos de carga leve, pois o fluxo de potência ativa no RT 2/3 é invertido. Ressalta-

se, novamente, que operar o regulador citado no modo de controle bidirecional provocaria a ocorrência da condição de *runaway* no sistema.

Como os RTs operam no modo cogeração, a regulação de tensão deles para essa curva de carga é eficaz. Eles modificam suas posições de tape várias vezes, de acordo com as variações de carga, e garantem assim que as tensões das barras 3 e 16 fiquem dentro dos limites de banda-morta configurados.

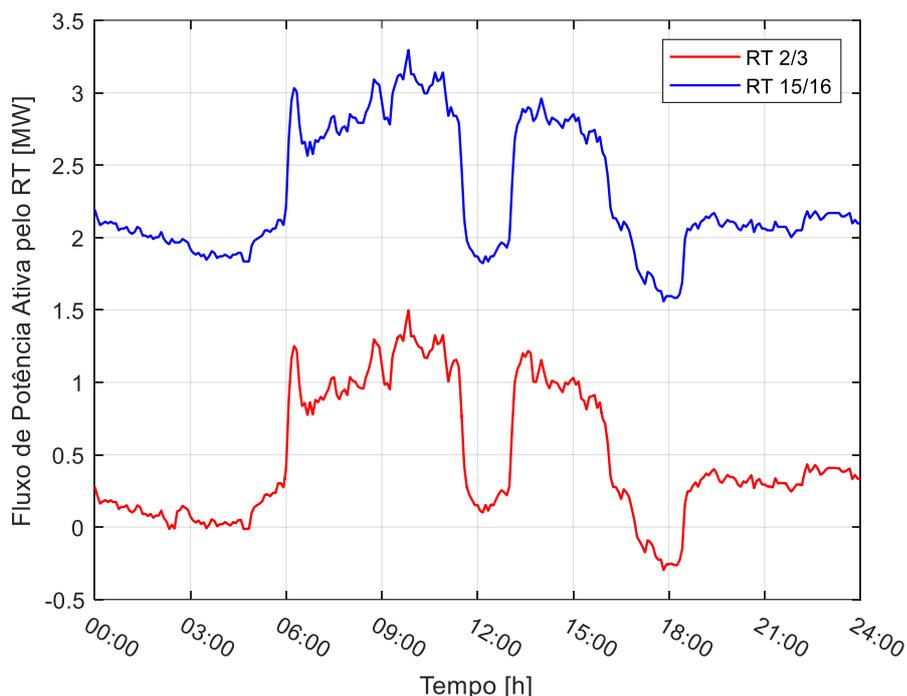


Figura 5.10 – Fluxo de potência pelos RTs.

Com relação à tensão das outras barras do sistema, apenas a do PIE fica fora do intervalo de tensão adequada. No decorrer do dia, ela passa aproximadamente 4.5 h acima de 1.05 p.u., o que caracteriza uma tensão de atendimento crítica. Os comportamentos descritos de posição de tape dos RTs e tensões das barras de interesse podem ser verificados na Figura 5.11.

#### 5.3.4 Manobra de rede

Sabe-se que a realização da manobra de rede em que o sistema passa do Cenário Operativo 3 para o Cenário Operativo 2 deve ser evitada, tendo em vista o modo de controle adotado para o RT 2/3 [10]. Para averiguar as consequências dessa manobra no sistema, realizou-se a simulação cujos resultados estão expostos na Figura 5.12.

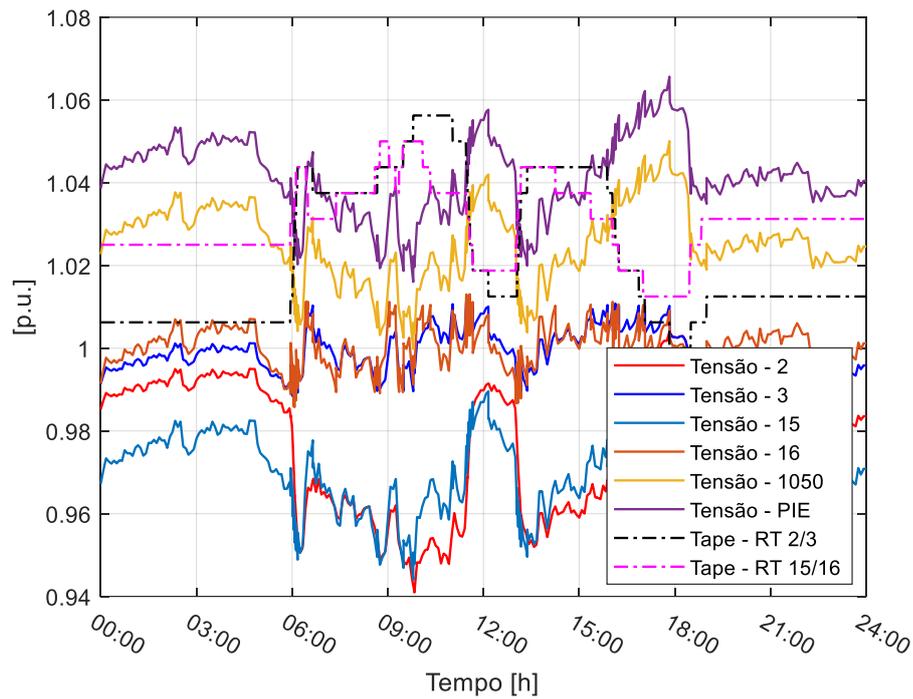


Figura 5.11 – Tensões das barras e tape dos RTs.

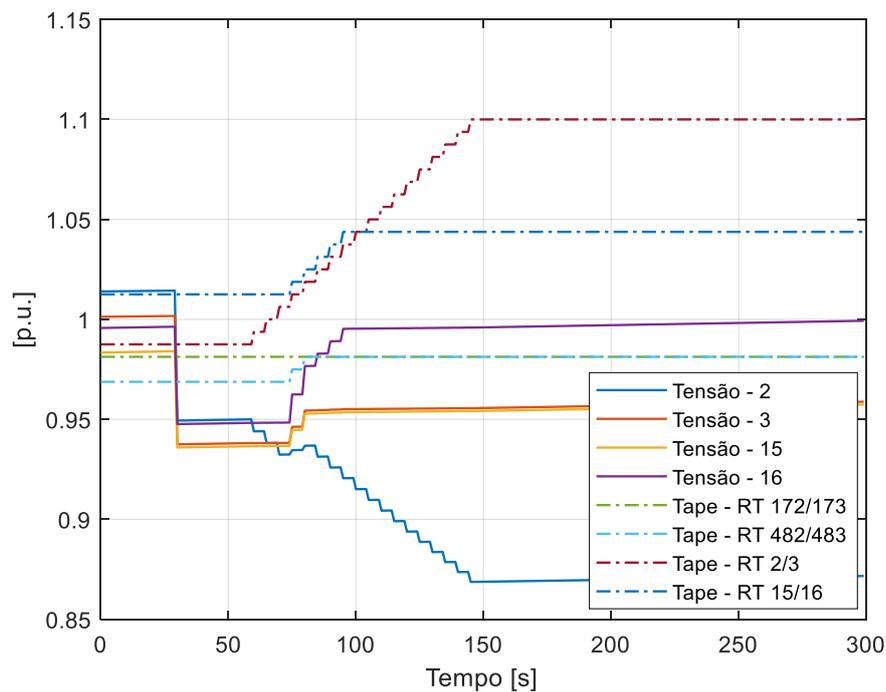


Figura 5.12 – Tensões das barras e tape dos RTs.

Nos 30 s iniciais da simulação, o Cenário Operativo 3 é o utilizado para o sistema. Após esse instante, a manobra de rede é realizada abrindo o disjuntor D2 e fechando a chave CH1. Dessa forma, o Cenário Operativo 2 é estabelecido pelo restante da simulação.

Com a modificação de cenários operativos, a tensão da barra 3 fica abaixo do limite inferior da banda-morta configurada no RT 2/3. O regulador é, portanto, ativado para elevar a tensão nessa barra. Entretanto, ao realizar a manobra, a barra 3 passa a ficar localizada do lado da rede com maior nível de curto-circuito.

Por conseguinte, o RT em foco não é capaz de realizar o controle de tensão desejado. Ele comuta tapes até atingir seu limite superior sem provocar qualquer variação significativa na tensão da barra 3, isto é, entra na condição de *runaway*. Ressalta-se que as modificações que ocorrem na tensão da barra 3 por volta dos 80 s de simulação são consequência da atuação do RT 482/483.

O efeito das comutações sucessivas de tape do RT 2/3 é observado na tensão da barra 2. Ela decai a cada variação de tape desse regulador. Ao final da simulação, a subtensão da barra 2 provocada pelo RT adentrou a faixa precária de acordo com o estabelecido pelo PRODIST.

Vale mencionar que o RT 15/16 é acionado para elevar a tensão da barra 16 após a manobra. Contudo, diferente do que ocorre com o RT 2/3, o lado de maior nível de curto-circuito nele não é alterado pela modificação de topologia do sistema. Logo, pode-se verificar na Figura 5.12 que a tensão da barra 16 é controlada de maneira satisfatória pelo RT 15/16.

#### **5.4 GD conectada no Cenário Operativo 3 com Pré-Despacho Ótimo de Potência**

A presente seção contém os resultados das simulações utilizadas para avaliar o desempenho da estratégia de pré-despacho ótimo de geração elaborada. Esses resultados têm como base as curvas de geração obtidas (também apresentadas nessa seção) para cada tipo de perfil de demanda do Cenário Operativo 3, ao realizar FPOs cujas características foram descritas na Seção 4.4 da Metodologia.

Nessas curvas, a potência ativa da GD foi atualizada a cada 15 minutos. Para efetuar a transição entre níveis de geração distintos, rampas crescentes ou decrescentes com duração total de 1 minuto foram empregadas. As injeções médias de potência ativa do PIE obtidas para os perfis de demanda do domingo, dia útil e sábado foram 2.35 MW, 3.18 MW e 2.75 MW, respectivamente. A partir dos dados da Tabela 5.1, pode-se verificar que a restrição (4.4) do FPO formulado foi cumprida.

		<b><i>Injeção Média de Potência Ativa da GD (MW)</i></b>
<i>Domingo</i>		2.35
<i>Dia Útil</i>	Segunda-feira	3.18
	Terça-feira	3.18
	Quarta-feira	3.18
	Quinta-feira	3.18
	Sexta-feira	3.18
<i>Sábado</i>		2.75
<b>SEMANAL</b>		$\frac{(2.35+5 \times 3.18+2.75)}{7} = 3$

Tabela 5.1 – Injeção média de potência ativa do PIE.

Para a realização das simulações apresentadas nessa seção, o RT 2/3 foi configurado para atuar no modo bidirecional. Ou seja, o RT controla a tensão da barra 3 caso o fluxo por ele seja direto e controla a tensão da barra 2 caso o fluxo por ele seja invertido. Dessa forma, a modificação do Cenário Operativo 3 para o Cenário Operativo 2 pode ser realizada sem riscos de ocorrência da condição de *runaway* caso a estratégia proposta seja eficaz no sentido de evitar que o PIE provoque o fluxo inverso nesse RT.

Duas curvas de carga típicas do domingo foram utilizadas para estudar os efeitos e a eficácia da aplicação dessa estratégia no sistema. A mesma abordagem foi aplicada para a avaliação dos impactos causados pelas curvas de geração obtidas para dias úteis e sábados.

#### 5.4.1 Domingo

O pré-despacho da GD correspondente aos perfis de demanda dos domingos pode ser observado na Figura 5.13. Nota-se que a geração do PIE se ajusta ao comportamento característico da carga nesse dia da semana. No período entre 6h e 18h, por exemplo, quando a carga está mais leve, a potência ativa injetada é menor.

Dentre os tipos de perfis de demanda, o de domingo é o que apresenta o menor carregamento do alimentador, o que influencia diretamente nas soluções fornecidas pelo FPO. Portanto, a curva de geração associada a esse dia é a que possui a menor média.

Nas próximas subseções, pode-se verificar o fluxo de potência ativa pelos RTs e as tensões das barras de interesse desse sistema para dois perfis de demanda típicos do domingo.

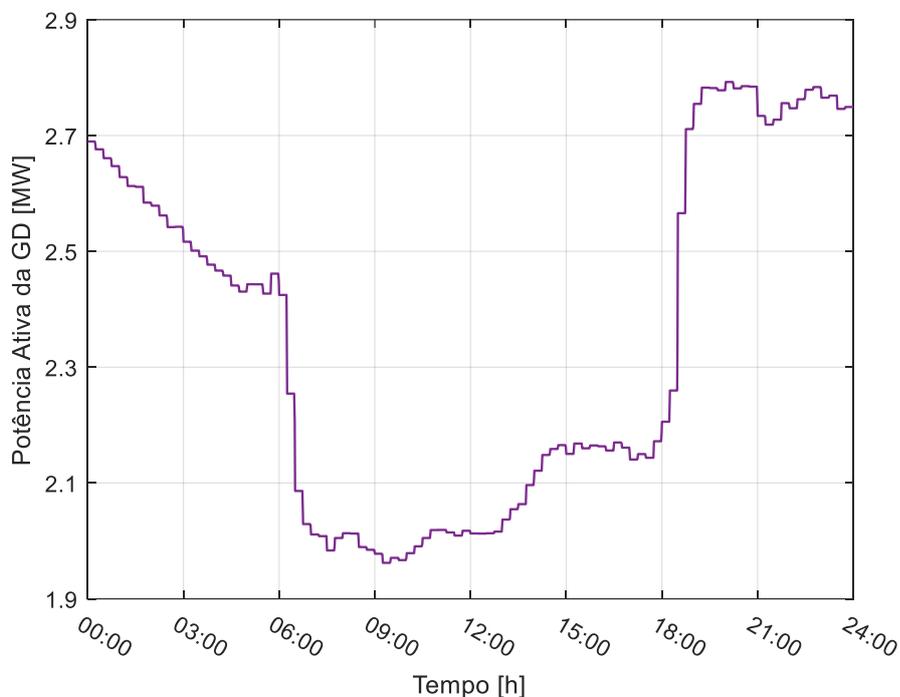


Figura 5.13 – Curva de geração da GD.

#### 5.4.1.1 Perfil de Demanda 1

Ao ajustar a geração do PIE de acordo com a curva da Figura 5.13, nota-se que o fluxo de potência ativa no RT 2/3 não se inverte em nenhum momento do dia (Figura 5.14). Para o perfil de carga utilizado, portanto, a curva de geração estipulada nunca ultrapassa a demanda de carga à jusante do regulador.

O comportamento das tensões das barras de interesse e as posições de tape dos reguladores podem ser observados na Figura 5.15. Percebe-se que todas as tensões estão dentro da faixa adequada, de acordo com o estabelecido pelo PRODIST. Além disso, os RTs são acionados poucas vezes para realizar o controle de tensão das barras 3 e 16.

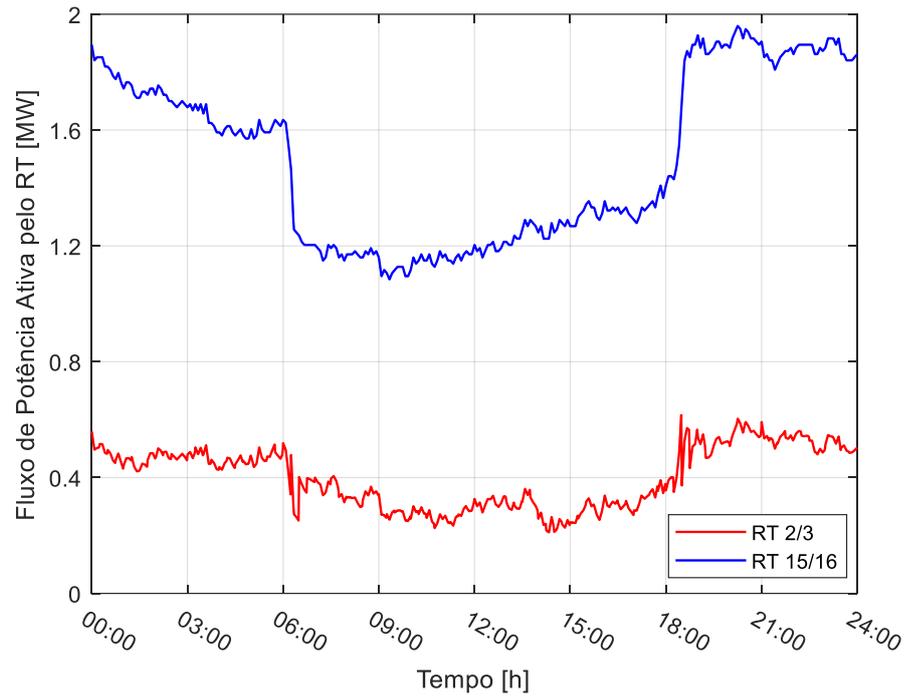


Figura 5.14 – Fluxo de potência pelos RTs.

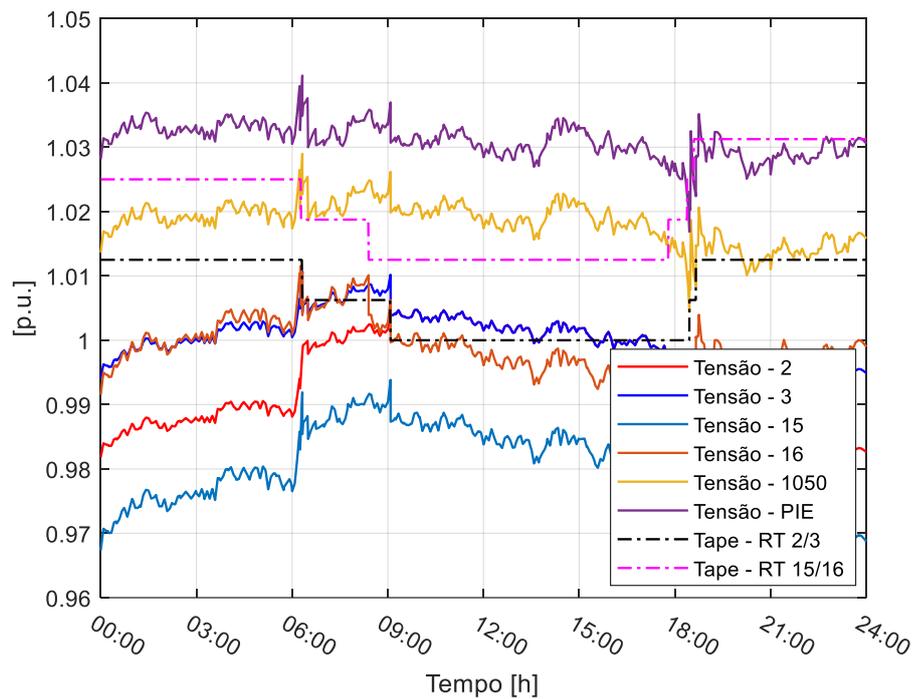


Figura 5.15 – Tensões das barras e tape dos RTs.

#### 5.4.1.2 Perfil de Demanda 2

O fluxo de potência ativa pelos RTs, para um outro perfil de demanda é mostrado na Figura 5.16. Diferente do que ocorre no cenário anterior, a geração do PIE se aproxima bastante do valor de demanda da carga à jusante do RT 2/3 por volta das 6 h. Mesmo

assim, ao utilizar a curva de geração obtida para o perfil de demanda dos domingos (Figura 5.13), o fluxo nesse regulador é sempre positivo durante toda a simulação.

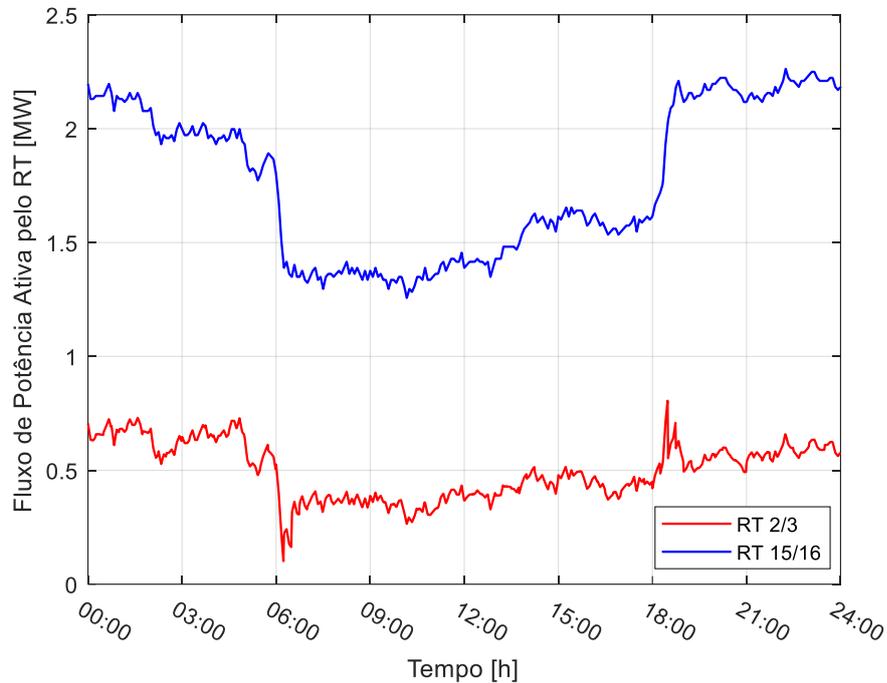


Figura 5.16 – Fluxo de potência pelos RTs.

A Figura 5.17 exibe os resultados relacionados às variações nas tensões das barras de interesse e dos tapes dos RTs. Constata-se que todas as tensões permanecem dentro dos limites correspondentes à operação adequada do sistema. Além disso, pode-se notar que os RTs atuam de maneira eficiente.

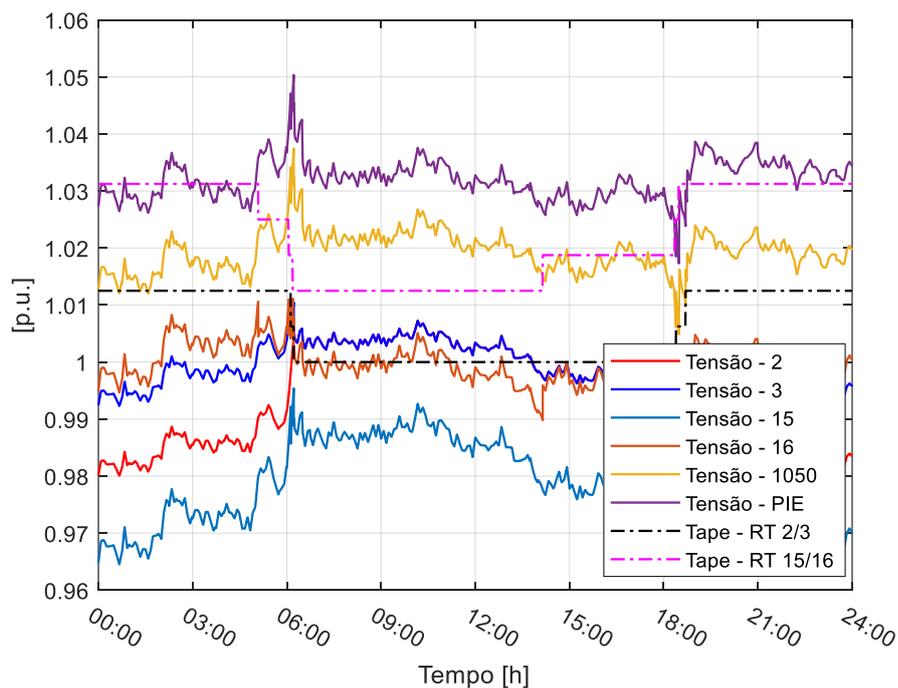


Figura 17 – Tensões das barras e tape dos RTs.

Apenas a tensão barra do PIE se aproxima momentaneamente de 1.05 p.u. quando o fluxo pelo RT 2/3 atinge seu valor mínimo no dia. Todavia, logo em seguida, a potência ativa da GD sofre um decréscimo e, conseqüentemente, a tensão nessa barra diminui. Sendo assim, nenhuma violação de tensão chega a ocorrer.

#### 5.4.2 Dia Útil

Para os perfis de demanda de dias úteis, o pré-despacho obtido ao realizar os FPOs descritos anteriormente pode ser verificado na Figura 5.18. Uma característica interessante dessa curva de geração é que o comportamento usual do sistema nesses dias permite que ocorram injeções de potência acima de 4 MW durante o dia.

Como este tipo de perfil tem a maior demanda de carga, ele é o que possui a maior média diária de injeção de potência ativa por parte da GD. Dessa forma, é possível compensar nesses dias as médias baixas de sábados e domingos para obter uma média semanal de 3 MW.

Os resultados obtidos ao realizar simulações de dois dias úteis típicos com a curva de geração da Figura 5.18 estão nas próximas subseções.

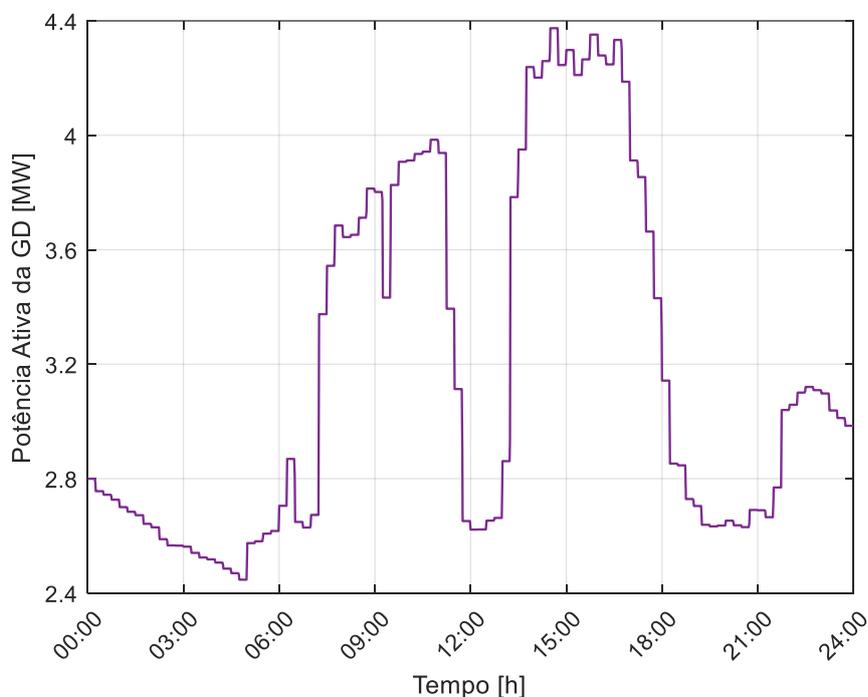


Figura 5.18 – Curva de geração da GD.

#### 5.4.2.1 Perfil de Demanda 1

A Figura 5.19 mostra o fluxo de potência ativa pelos reguladores 2/3 e 15/16. Pode-se observar que as modificações realizadas na geração do PIE ao longo do dia não provocam a inversão de fluxo no RT 2/3 para o perfil de demanda utilizado. Tanto nos períodos de carga leve quanto nos períodos de carga pesada, a potência ativa que perpassa esse regulador tende a ficar acima de 0.5 MW.

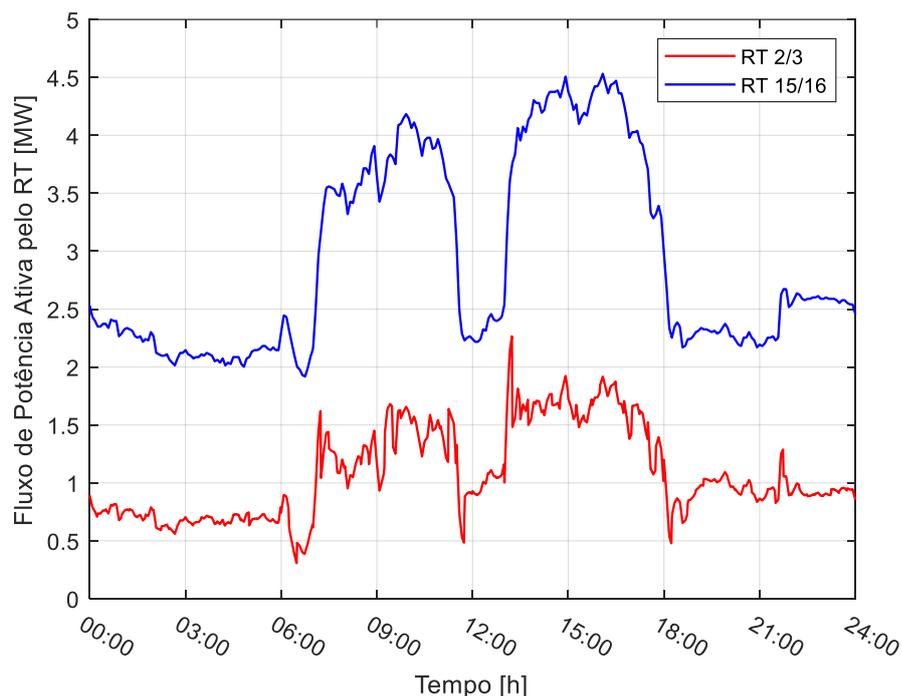


Figura 5.19 – Fluxo de potência pelos RTs.

As tensões das barras de interesse permanecem dentro do intervalo de 0.93 p.u. a 1.05 p.u. nessa simulação. Portanto, as tensões não adentram a faixa de tensão precária ou crítica de acordo com os critérios estabelecidos pelo PRODIST. As tensões das barras 3 e 16, em particular, têm seus valores ajustados satisfatoriamente ao longo do dia pelos RTs do alimentador. Esses resultados podem ser observados na Figura 5.20.

#### 5.4.2.2 Perfil de Demanda 2

Ao realizar uma simulação com outro perfil de demanda típico de um dia útil, o fluxo de potência ativa pelo RT 2/3 permanece sempre positivo. Com isso, comprova-se que o regulador em questão pode atuar no modo bidirecional sem que ocorra o problema da condição de *runaway*. Os fluxos dos RTs em análise podem ser observados na Figura 5.21.

A Figura 5.22 contém as tensões das barras de interesse e as posições de tape dos reguladores dessa simulação. Nota-se que, nos períodos em que a carga está mais pesada, a tensão da barra 15 se aproxima do valor de 0.93 p.u.. Além disso, por volta do meio-dia, a tensão da barra do PIE fica próxima de 1.05 p.u.. Entretanto, nenhuma das tensões das barras estudadas transgride as delimitações da faixa de operação adequada.

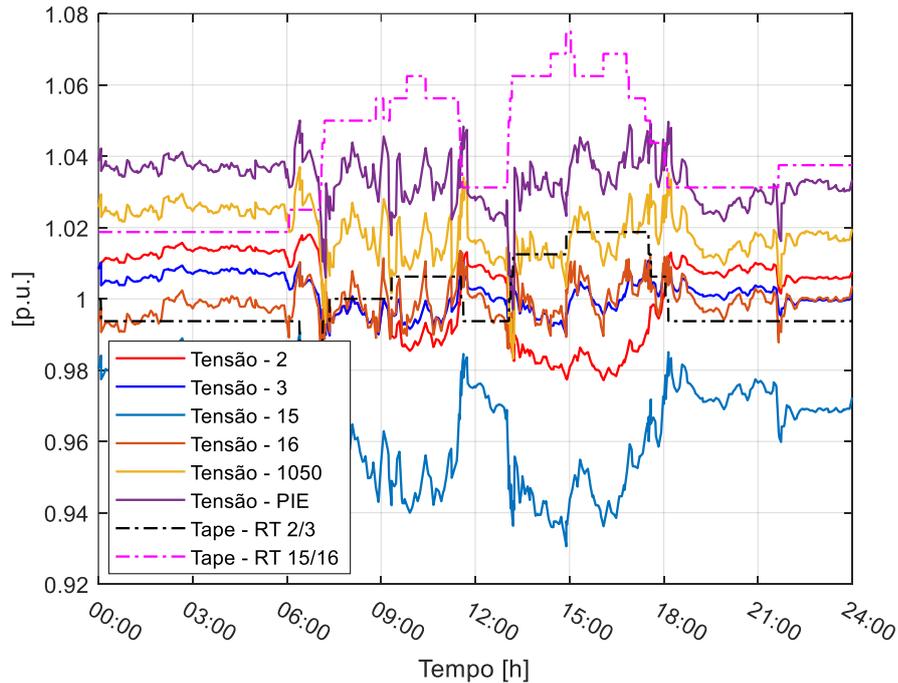


Figura 5.20 – Tensões das barras e tape dos RTs.

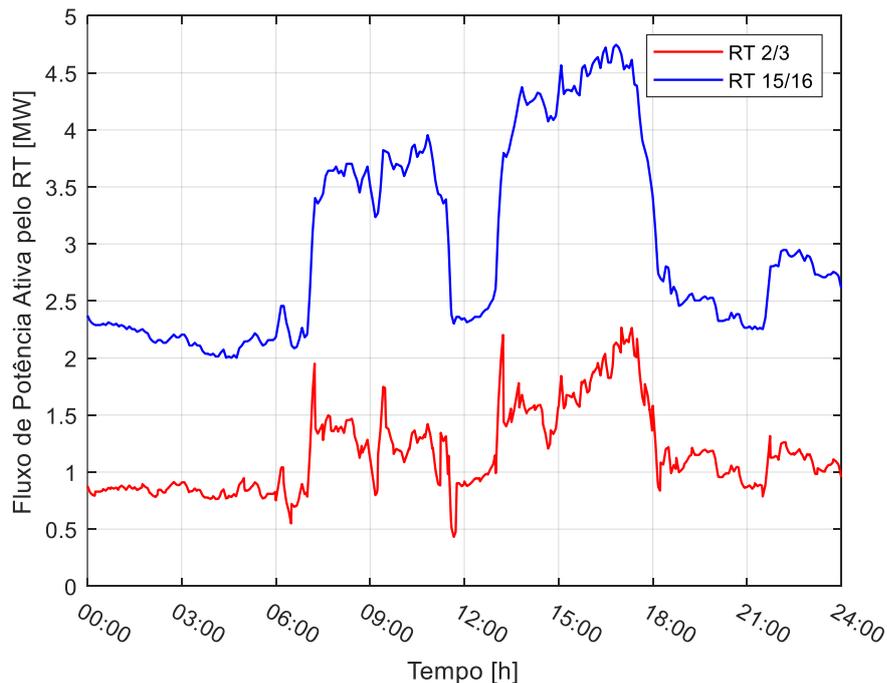


Figura 5.21 – Fluxo de potência pelos RTs.

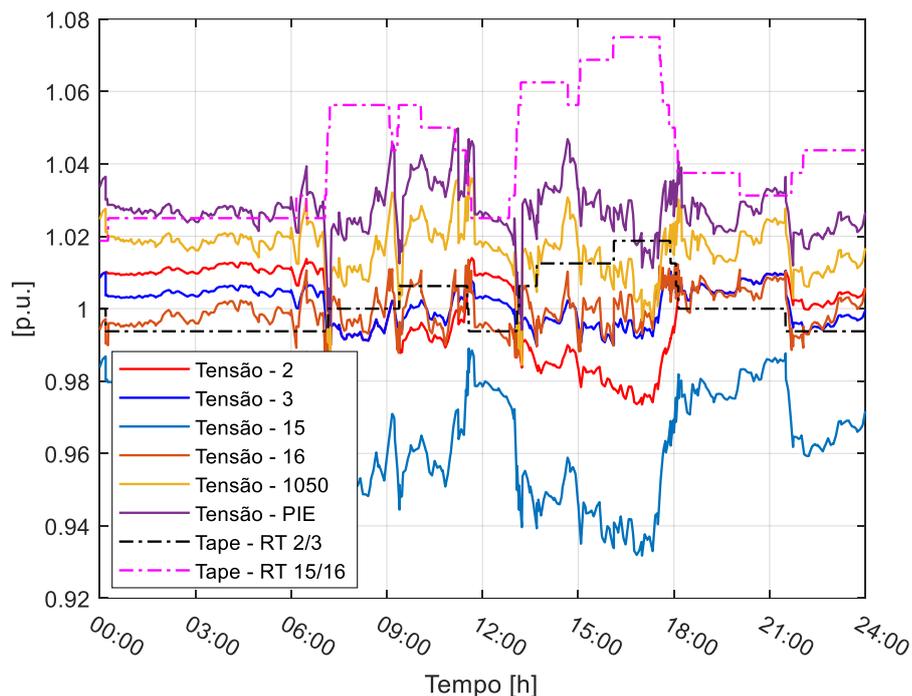


Figura 5.22 – Tensões das barras e tape dos RTs.

Nesse cenário, o RT 2/3 consegue regular a tensão da barra 3 corretamente. Da mesma forma, as comutações de tape realizadas pelo RT 15/16 realizam controle da tensão da barra 16 de maneira apropriada.

#### 5.4.3 Sábado

A Figura 5.23 mostra o pré-despacho obtido para os perfis de demanda dos sábados. Constata-se que, na maior parte do dia, a GD fica com uma geração abaixo de 3 MW. Contudo, nos períodos em que a carga se torna mais pesada, a injeção de potência do PIE ultrapassa esse valor.

Vale ressaltar que, em comparação aos domingos, os sábados possuem uma demanda de carga maior. Já em comparação com os dias úteis, os sábados têm uma demanda de carga menor. Sendo assim, a média diária de injeção de potência ativa do PIE para esse tipo de perfil de demanda fica entre as médias dos outros tipos de perfil desse alimentador.

Nas próximas subseções, pode-se verificar os resultados obtidos ao realizar uma simulação QSTS de dois dias típicos de sábado utilizando a curva de geração da Figura 5.23 na GD do PIE.

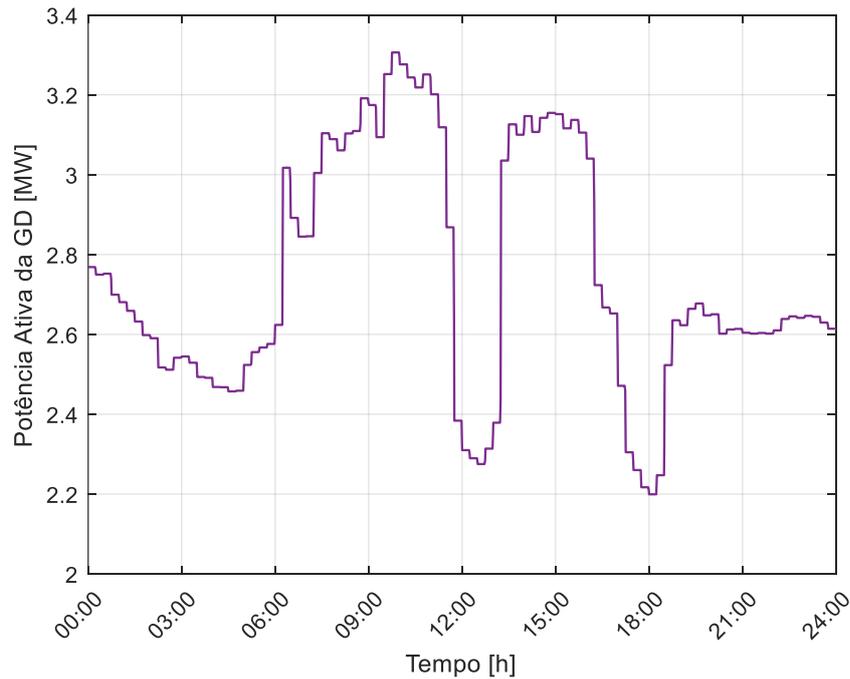


Figura 5.23 – Curva de geração da GD.

#### 5.4.3.1 Perfil de Demanda 1

Os fluxos de potência ativa nos reguladores para o primeiro perfil de carga simulado podem ser verificados na Figura 5.24. Constata-se que, com as modificações de injeção de potência da GD realizadas ao longo do dia, a geração do PIE nunca excede a demanda de carga à jusante do RT 2/3. Com isso, os fluxos nos RTs do alimentador são sempre positivos.

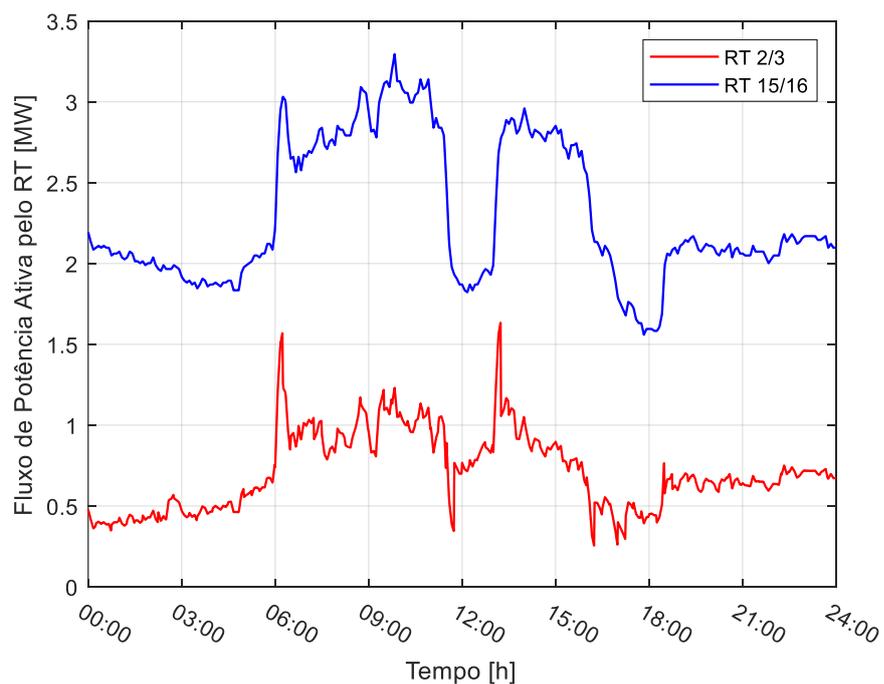


Figura 5.24 – Fluxo de potência pelos RTs.

O comportamento das tensões das barras de interesse e dos tapes dos reguladores podem ser observados na Figura 5.25. Como se pode notar, os RTs conseguem realizar o controle de tensão e, portanto, atuam de maneira adequada.

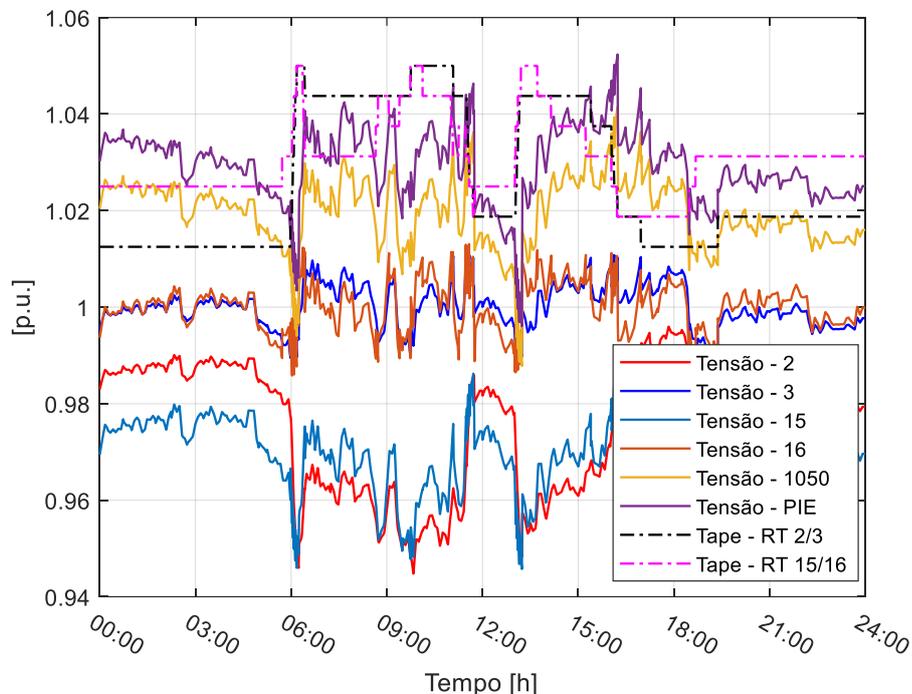


Figura 5.25 – Tensões das barras e tape dos RTs.

Com relação às tensões, nenhuma delas viola os valores de operação considerados adequados. Todas as tensões passam o dia acima de 0.94 p.u.. Além disso, em todos os momentos em que a tensão da barra do PIE se aproxima do valor de 1.05 p.u., modificações seja no tape do RT 2/3 ou na geração do PIE impedem que ela ultrapasse esse valor.

#### 5.4.3.2 Perfil de Demanda 2

A potência ativa que atravessa os RTs para o outro perfil de demanda de um dia típico de sábado pode ser observado na Figura 5.26. Percebe-se que, durante a maior parte do dia, o fluxo de potência ativa pelo RT 2/3 está acima de 0.5 MW. Apenas por volta do meio dia que a potência ativa injetada pelo PIE se aproxima do valor da carga à jusante desse regulador. Entretanto, nenhuma inversão de fluxo chega a ocorrer.

A Figura 5.27 mostra as tensões das barras de interesse e o tape dos reguladores ao longo do dia. Constata-se que as variações na geração da GD não provocam violações de tensão durante o dia. Até mesmo quando fluxo pelo RT 2/3 se

aproxima de zero e a tensão na barra do PIE aumenta, ela não chega a ultrapassar o valor de 1.05 p.u..

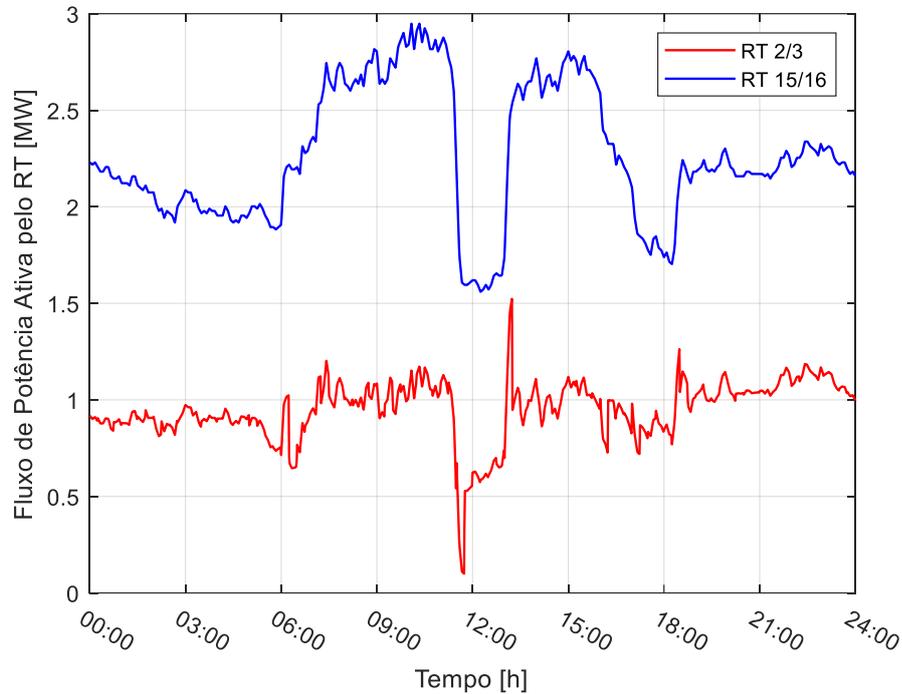


Figura 5.26 – Fluxo de potência pelos RTs.

Além disso, é possível notar que as tensões das barras 3 e 16 são mantidas dentro do intervalo de banda-morta dos RTs. Logo, esses equipamentos realizam corretamente o controle de tensão durante a simulação.

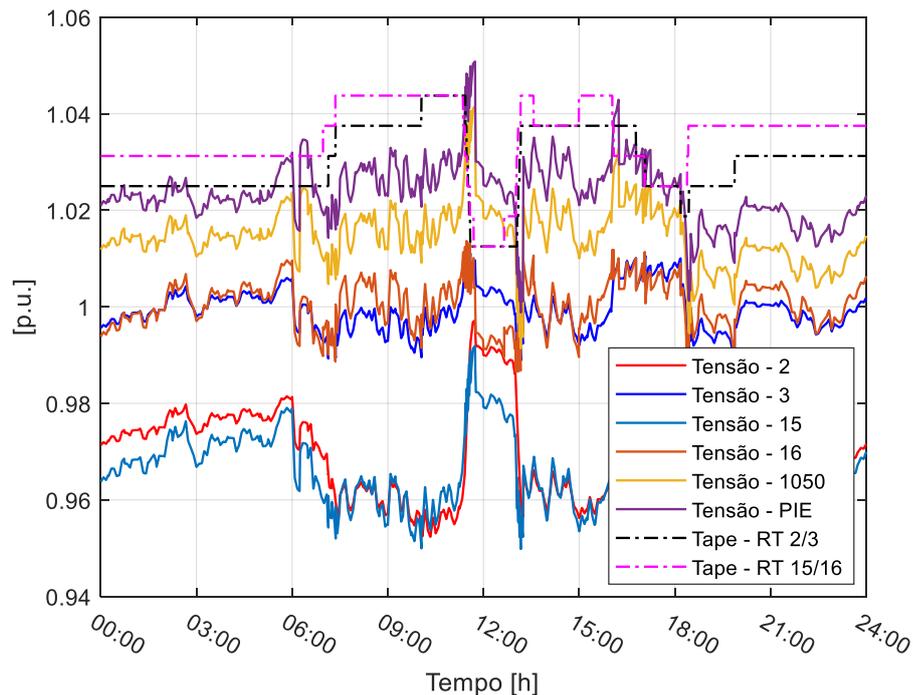


Figura 5.27 – Tensões das barras e tape dos RTs.

## 6 CONCLUSÃO

### 6.1 Considerações Finais

O estudo conduzido nesta dissertação avaliou a integração de um PIE em um alimentador rural extenso, o qual possui dois RTs em cascata e apresenta a possibilidade de manobras de rede com um alimentador vizinho. Com base na análise dos diferentes cenários operativos, foram identificados os impactos causados no sistema pela conexão dessa GD de alta penetração.

Mostrou-se que, para evitar que a GD provocasse a perda da capacidade de controle dos RTs do alimentador ao qual fosse conectada, esses equipamentos deveriam atuar no modo cogeração. Todavia, ao adotar essa configuração de operação para a rede, a confiabilidade do sistema seria prejudicada, pois não existiria mais possibilidade de realização de manobras de rede.

Isso se deve ao fato desse modo de controle do RT ser incompatível com cenários em que há modificação do lado de maior nível de curto-circuito do equipamento, levando-o a entrar na condição de *runaway*. Em um dos cenários operativos considerados, foi possível observar, inclusive, um efeito cumulativo desse fenômeno nas tensões das barras do sistema.

Como proposta de garantir que a rede opere de maneira segura, evitando a ocorrência da condição de *runaway* nos RTs, sem afetar o nível de confiabilidade do sistema, a estratégia de pré-despacho ótimo elaborada se mostra eficaz. A modificação da potência ativa da GD durante o dia, baseada no comportamento das cargas do sistema, garante que o fluxo no RT não seja invertido. Com isso, ele pode atuar no modo bidirecional e a modificação da topologia da rede pode ser realizada sem que ocorram impactos indesejados. Além disso, a estratégia também assegura que a injeção de potência ativa semanal seja equivalente à estabelecida no contrato vigente entre o PIE e a concessionária.

Ressalta-se, pois, que a interconexão de GDs, mesmo de elevada penetração, pode trazer benefícios ao sistema através da prestação de serviços ancilares, com as devidas precauções tomadas quanto à interação delas com os dispositivos de controle já atuantes na rede. As GDs possuem, em suma, a capacidade de auxiliar na garantia da operação segura e confiável dos sistemas de energia elétrica.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Com base na pesquisa desenvolvida neste trabalho, pode-se citar como sugestão para trabalhos futuros:

- a) A elaboração de uma estratégia de pré-despacho ótimo que considere modelos probabilísticos da carga do sistema;
- b) A consideração de outros tipos de GDs, baseadas em fontes intermitentes e acompanhadas de sistemas de armazenamento de energia, para a realização do pré-despacho ótimo de geração;
- c) O desenvolvimento de uma estratégia de controle coordenado local entre GDs e os dispositivos de controle de tensão da rede, como os RTs;
- d) A formulação de novos modos de controle para os RTs, capazes de lidar com as modificações impostas nas redes pela inserção de GDs;
- e) Propor um esquema de controle coordenado ótimo para realizar o controle de tensão da rede, considerando a participação dos equipamentos de controle já existentes e das GDs conectadas na rede.

## REFERÊNCIAS

- [1] JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.b.; STRBAC, G.. Distributed Generation. [s.l.]: The Institution Of Engineering And Technology, 2010. 296 p.
- [2] IEA. Renewables Information: Overview. 2019. 12 p.
- [3] EPE. Balanço Energético Nacional 2010: Ano Base 2009. Rio de Janeiro: 2010. 276 p.
- [4] EPE. Balanço Energético Nacional 2019: Ano Base 2018. Rio de Janeiro: 2019. 67 p.
- [5] ANEEL. Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
- [6] ANEEL. Informações compiladas e mapa de Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>
- [7] WALLING, R.A. et al. Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems, IEEE Transactions On Power Delivery, [s. L.], v. 23, n. 3, p.1636-1644, 27 Junho 2008.
- [8] AGALGAONKAR, Y.; PAL, B.; JABR, R. Stochastic distribution system operation considering voltage regulation risks in the presence of PV generation. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, 2016, pp. 1-10.
- [9] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Janeiro 2017
- [10] BOLLEN, M; HASSAN, F.; Integration of Distributed Generation in the Power System. [S.l.]; IEEE Press, 2011. 507 p.
- [11] ANEEL. Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015. Estabelece os procedimentos para a prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico.
- [12] ENERGY UK. Ancillary Services report 2017. 2017. 23 p.

- [13] NATIONAL GRID. Balancing Services – Demand side response (DSR). Disponível em: <<https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/demand-side-response-dsr>>
- [14] GERALDES, W.. Visão geral da operação do sistema com serviços ancilares. Rio de Janeiro: Ons, 2019. 22 slides, color.
- [15] ANGELINO, R. et al.. Dispersed generation and storage systems for providing ancillary services in distribution systems. SPEEDAM 2010, Pisa, 2010, pp. 343-351.
- [16] OLEK, B.; WIERZBOWSKI, M.. Local Energy Balancing and Ancillary Services in Low-Voltage Networks With Distributed Generation, Energy Storage, and Active Loads. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 4, pp. 2499-2508, Abril 2015.
- [17] ALSOKHIRY, F.; ADAM, G. P.; LO K. L.. Contribution of distributed generation to ancillary services. 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Londres, 2012, pp. 1-5.
- [18] AGALGAONKAR, Y. P., PAL, B. C., JABR, R. A. Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 1, pp. 182-192, Janeiro 2014.
- [19] RANAMUKA, D., AGALGAONKAR, A. P., MUTTAQI, K. M. Online voltage control in distribution systems with multiple voltage regulating devices. IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 5, no. 2, pp. 617-628, Abril 2014.
- [20] RANAMUKA, D., AGALGAONKAR, A. P., MUTTAQI, K. M. Innovative Volt/VAr control philosophy for future distribution systems embedded with voltage-regulating devices and distributed renewable energy resources. IEEE Systems Journal, in press, 2019.
- [21] CHAMANA, M., CHOWDHURY, B. H., JAHANBAKHS, F. Distributed control of voltage regulating devices in the presence of high PV penetration to mitigate ramp-rate issues. IEEE Transactions on Smart Grids, vol. 9, no. 2, pp. 1086-1095, Março 2018.
- [22] BAGHERI, P., LIU, Y., XU, W., FEKADU, D. Mitigation of DER-caused over-voltage in MV distribution systems using voltage regulators. IEEE Power and Energy Technology Systems Journal, vol. 6, no. 1, pp. 1-10, Março 2019.

- [23] FRERIS, Leon; INFELD, David. Renewable Energy in Power Systems. [s. L.]: Wiley, 2008.
- [24] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 1 – Introdução. Janeiro 2017
- [25] KERSTING, William H.. Distribution System Modeling and Analysis. [s. L.]: Crc Press, 2001. 328 p.
- [26] ITB EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS. Reguladores automáticos de tensão monofásicos. Disponível em: <<https://itb.ind.br/produtos/reguladores-automaticos-de-tensao-monofasicos/>>
- [27] KUNDUR, P.. Power System Stability and Control. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1994, pp. 679-683.
- [28] SHORT, T. A. Electric Power Distribution Handbook. 2. ed. [s. L.]: Crc Press, 2014. 898 p.
- [29] TOSHIBA AMÉRICA DO SUL LTDA. Manual de Instruções para Reguladores de Tensão Monofásicos; Nov. 2015, [Online]. Disponível em: <<https://www.tseaenergia.com.br/produtos/reguladores/regulador-de-tensao-monofasico-downloads/>>
- [30] TOSHIBA AMÉRICA DO SUL LTDA. Regulador de Tensão Monofásico; Nov. 2015, [Online]. Available: <https://www.toshibalatam.com/wp-content/uploads/2018/05/>
- [31] GONEN, Turan. Electric Power Distribution Engineering. 3. ed. Crc Press, 2014. 1061 p.
- [32] HARLOW, J. H.. Electric Power Transformer Engineering. 3. ed. Crc Press, 2017. 693 p.
- [33] COLOPY, C. A. et al. Proper Operation of Step Voltage Regulators in the Presence of Embedded Generation, CIRED, Nice, France, Junho 1999.
- [34] BRITO, H. R. et al. Efeitos da Geração Distribuída na Operação Bidirecional de Reguladores de Tensão em Cascata: Estudo de Caso de um Alimentador Real de 34,5 kV; Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 2019.
- [35] WAREHAM, D. Step Voltage Regulators. Cooper Power Systems, Eaton, 2013.

- [36] DUGAN, R. C.; MCGRANAGHA, M. F.; SANTOSO, Surya. Electrical Power Systems Quality. 2. ed. [s.l.]: Mcgraw-hill Professional, 2002. 528 p.
- [37] ITB EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS. Regulador de Tensão Monofásico Tipo Transformador Por Degraus – Manual de Instruções; Jun. 2017.
- [38] BRITO, H.R. et al. Impact of distributed generation on distribution systems with cascaded bidirectional step voltage regulators; International Conference on Industry Applications, São Paulo, 2018.
- [39] MARY, A.C.; CAIN, B; O'NEILL, Richard. History of optimal power flow and formulations. Fed. Energy Regul. Comm., 2012, pp. 1-36.
- [40] SALLAM, A. A.; MALIK, O. P.. Power System Stability: Modelling, analysis and control. The Institution Of Engineering And Technology, 2015. 472 p.
- [41] GOMEZ-EXPOSITO, A.; CONEJO, A. J.; CANIZARES, C.. Electric Energy Systems: Analysis and Operation. [s.l.]: Crc Press, 2017. 664 p.
- [42] ZHU, J.. Optimization of Power System Operation. Wiley-ieee Press, 2009. 624 p.
- [43] AMPOFO, D. O.; AI-HINAI, A.; EL MOURSI, M. S.. Utilization of reactive power resources of distributed generation for voltage collapse prevention in optimal power flow. 2015 International Conference on Solar Energy and Building (ICS0EB), Sousse, 2015, pp. 1-5.
- [44] DENT, C. J.; OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P.. Network Distributed Generation Capacity Analysis Using OPF With Voltage Step Constraints. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 1, pp. 296-304, Feb. 2010.
- [45] OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Harrison. Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 198-205, Feb. 2011.
- [46] DAS, J. C.. Load Flow Optimization and Optimal Power Flow. [s.l.]: Crc Press, 2017. 515 p.
- [47] MOMOH, J. A.. Electric Power System Applications of Optimization. 2. ed. [s.l.]: Crc Press, 2008. 602 p.

- [48] LIN, Jeremy; MAGNAGO, Fernando H.. Electricity Markets: Theories and Applications. [s.l.]: Wiley-ieee Press, 2017. 352 p.
- [49] SCHIOCHET, A. F.. Fluxo de Potência Ótimo Multi-Objetivo: Abordagem Utilizando uma Estratégia de Parametrização. 2006. 121 f. Dissertação (Mestrado), Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.
- [50] QUIZHPI, J. C. L.. Planejamento de Reativos em Sistemas Elétricos de Potência Multi-Área Através de Modelos Estocásticos.. 2014. 131 f. Tese (Doutorado), Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2014.
- [51] FRANK, S.; STEPONAVICE, I; REBENNACK, S. (2012). Optimal power flow: a bibliographic survey I. Energy Systems. 3.10.1007/s12667-012-0056-y.
- [52] FRANK, S.; STEPONAVICE, I; REBENNACK, S. (2012). Optimal power flow: a bibliographic survey II. Energy Systems. 3.10.1007/s12667-012-0057-x.
- [53] WOOD, Allen J.; WOLLENBERG, Bruce F.. Power generation, operation, and control. 2. ed. [s.l.]: John Wiley & Sons, 2012. 590 p.
- [54] MEHROTRA, S.; On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Method. SIAM Journal on Optimization, vol. 2, 1992, pp 575–601.
- [55] GONDZIO, J.; Multiple centrality corrections in a primal dual method for linear programming. Computational Optimization and Applications, Volume 6, Number 2, 1996, pp. 137–156.
- [56] ANEEL. Consolidação da Carga para Estudos Elétricos – Termo de Referência. Setembro de 2018.
- [57] MATHER, B. A.. Quasi-static time-series test feeder for PV integration analysis on distribution systems. Power Energy Society General Meeting, Jul. 2012.
- [58] IEEE. IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection em IEEE Std 1547.7-2013, vol., no., pp.1-137, 28 Fevereiro. 2014.

[59] ANEEL. Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota\\_tecnica\\_0057\\_srd.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf).

[60] KHOSHKBAR-SADIGH, A. et al.. The necessity of time-series simulation for investigation of large-scale solar energy penetration. Innovative Smart Grid Technologies Conference, Washington, Fevereiro. 2015.

[61] SOUZA, V. et al.. Comparação entre Fluxo de Carga Convencional, Simulação QSTS e Simulação Dinâmica na Análise da Operação de Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição Ativas. XVIII Encontro Regional Ibero-americano do Crigé. Foz do Iguaçu, 2019, pp 1-8.