



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

**Alocação Ótima de Reguladores de Tensão
em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**

Autor: Carlos Alberto Nogueira Pereira

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior

Trabalho apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior

FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores

FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani

FEIS/UNESP

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

P414a Pereira, Carlos Alberto Nogueira
Alocação ótima de reguladores de tensão em redes de
distribuição de energia elétrica / Carlos Alberto
Nogueira Pereira. --Campinas, SP: [s.n.], 2009.

Orientador: Carlos Alberto de Castro Junior.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Controle. 2.
Sistemas de energia elétrica - Distribuição. 3.
Heurística. I. Castro Junior, Carlos Alberto. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Optimal placement of voltage regulators in distribution systems

Palavras-chave em Inglês: Electric power systems control, Electric power
distribution systems, Heuristics

Área de concentração: Energia elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: José Roberto Sanches Mantovani, Marcos Júlio Rider Flores

Data da defesa: 27/03/2009

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Carlos Alberto Nogueira Pereira

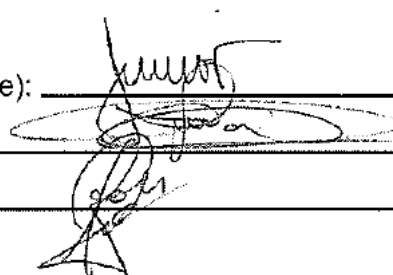
Data da Defesa: 27 de março de 2009

Título da Tese: "Alocação Ótima de Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica"

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior (Presidente): _____

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani: _____

Dr. Marcos Julio Rider Flores: _____

Handwritten signatures of the three members of the Jury Commission, written over the horizontal lines of the signature fields.

Agradecimentos

- Primeiramente, a *DEUS*, pois devo a ele toda a minha vida;
- Aos meus queridos pais, *Ranulfo* (em memória) e *Areolina*, que sempre me incentivaram e apoiaram a continuar os estudos;
- Ao professor *Carlos Alberto de Castro Jr.* por sua amizade, confiança, paciência e excelente orientação;
- Em especial à minha querida esposa *Rosilene*, que sempre esteve ao meu lado, mesmo nos momentos mais difíceis;
- Aos meus filhos *Guilherme* e *Sabrina*, que apesar de não entenderem a dimensão deste trabalho, indiretamente me ajudaram muito;
- Ao meu irmão *Júlio Cesar* e minha cunhada *Adriana* pela amizade, apoio moral e fé;
- Aos meus familiares e aos amigos *Paulo*, *Pe. Mancini* e *Dr. Matosinhos* pelo apoio e incentivo em concluir esta etapa;
- Aos amigos e colegas de trabalho da empresa *Caiuá Distribuição de Energia S/A* pelo incentivo e respeito em finalizar o meu mestrado. Em especial aos engenheiros *Samir*, *Luiz Eduardo* e *Fábio Carrasco* pela compreensão de minhas ausências no trabalho, cooperação e amizade desde o início desta jornada;
- À *Rede Energia* pelo apoio financeiro e profissional;
- Aos alunos, professores e funcionários da *FEEC/DSEE* que de alguma forma contribuíram para realização deste trabalho;
- Aos professores da comissão examinadora, membros titulares *Marcos Julio Rider Flores* e *José Roberto Sanches Mantovani* e membros suplentes *Carlos Alberto Favarin Murari* e *Antonio Padilha Feltrin*;
- A outras pessoas e entidades que contribuíram direta ou indiretamente para realização desta dissertação.

“Gênio é 1% inspiração e 99% transpiração”

(Thomas Edison)

“O maior privilégio do ser humano é ser capaz de fazer direito”

(Voltaire)

*Dedico este trabalho
à minha esposa, Rosilene
aos meus filhos, Guilherme e Sabrina
com muito amor e carinho*

Resumo

Neste trabalho apresenta-se o desenvolvimento de um método heurístico para o dimensionamento e alocação de reguladores de tensão ao longo dos alimentadores primários de sistemas radiais de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhoria do perfil de tensão, a minimização das perdas de potência ativa nos trechos de rede e a minimização dos custos de instalação dos equipamentos.

O algoritmo desenvolvido para alocação ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição radiais é composto por duas etapas. A primeira etapa visa a seleção, a instalação e o ajuste do *tap* dos reguladores de tensão nas barras que proporcionam melhores condições técnicas (menor desvio de tensão e redução das perdas de potência ativa). Na segunda etapa, procura-se reduzir o número de reguladores de tensão inicialmente alocados, movendo-os adequadamente quando possível até que a melhor condição econômica (mínimos custos de instalação e manutenção) seja obtida.

Em conjunto com o desenvolvimento do trabalho, foi elaborado um programa computacional com a finalidade de verificar a funcionalidade e eficiência do método. Foram realizadas simulações em sistemas de distribuição teóricos e reais, sob condições de carga leve e pesada, obtendo-se rapidez e eficiência durante a execução do algoritmo proposto e resultados confiáveis. São apresentados os resultados de simulações para um sistema de 70 barras, e estes são comparados com um método já proposto na literatura. São também apresentados resultados de simulações para redes de distribuição reais de 136 barras, 202 barras e 400 barras.

Abstract

This dissertation reports the development of a heuristic method for sizing and allocating voltage regulators in distribution radial primary feeders. The goals are to improve the voltage profile, to minimize the real power losses and to minimize equipment installation and maintenance costs.

The proposed algorithm for the optimal allocation of voltage regulators in radial distribution networks comprises two steps. The first step aims to select, install and set the tap of voltage regulators at buses that result in the best technical conditions (smallest voltage deviation and real power losses reduction). In the second step, an attempt is made to reduce the number of voltage regulators initially allocated in the first step, by moving them appropriately until the best economical condition (minimum installation and maintenance costs) is reached.

A computational program was implemented to evaluate the efficiency of the proposed method. Simulations have been carried out for theoretical and realistic distribution systems, for light and heavy load conditions, and the method showed to be fast and efficient, providing reliable results. Simulations results for a 70-bus distribution system and the comparison with those provided by another method proposed in the literature are shown. Also, simulation results are shown for realistic 136-, 202-, and 400-bus realistic systems.

Sumário

INTRODUÇÃO	1
REGULADOR DE TENSÃO.....	5
2.1 Introdução.....	5
2.2 Localização.....	8
2.3 Escolha do Regulador de Tensão	9
2.3.1 Faixa de Regulação	9
2.3.2 Potência Nominal	9
2.3.3 Reguladores Monofásicos Ligados em Delta Aberto.....	11
2.3.4 Reguladores Monofásicos Ligados em Estrela Aterrado	13
2.3.5 Reguladores Monofásicos Ligados em Delta Fechado	14
FLUXO DE CARGA	19
3.1 Introdução.....	19
3.2 Método baseado em Back-Forward Sweep.....	19
3.3 Modelo do Regulador de Tensão.....	22
ALGORITMOS PARA SELEÇÃO E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE REGULADORES DE TENSÃO.....	26
4.1 Método de Safigianni e Salis [6]	26
4.1.1 Características do Método.....	26
4.1.2 Fluxo de Carga	26
4.1.3 Custos das Perdas de Potência Ativa.....	27
4.1.4 Seleção e Alocação de Regulador de Tensão.....	28
4.1.5 Análise da Função Objetivo	30
4.1.6 Algoritmo para reduzir o número de Reguladores de Tensão.....	32

4.2	Método Proposto	35
4.2.1	Características do Método.....	35
4.2.2	Fluxo de Carga	35
4.2.3	Determinação dos Caminhos Críticos	35
4.2.4	Função Objetivo Considerando Aspectos Técnicos.....	37
4.2.5	Função Objetivo Considerando Aspectos Econômicos	38
4.2.6	Algoritmo Proposto para Alocação de Reguladores de Tensão	41
	SIMULAÇÕES.....	44
5.1	Introdução e Premissas	44
5.2	Rede de Distribuição de 70 Barras	46
5.3	Rede de Distribuição de 136 Barras	66
5.4	Rede de Distribuição de 202 Barras	70
5.5	Rede de Distribuição de 400 Barras	76
	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	80
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
	APÊNDICE A - DADOS DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO TESTADAS	84
A.1	Rede de distribuição de 70 barras	84
A.2	Rede de distribuição de 136 barras	86
A.3	Rede de distribuição de 202 barras	90
A.4	Rede de distribuição de 400 barras	95
	APÊNDICE B - PUBLICAÇÕES RELACIONADAS À PESQUISA	106

Capítulo 1

Introdução

O problema da queda de tensão nas redes de distribuição representa um inconveniente para o fornecimento de energia em alimentadores extensos e/ou com concentração de carga nas extremidades, principalmente em redes de distribuição rurais (radiais). Assim, as concessionárias de energia elétrica buscam soluções para resolver esta questão, tanto sob o aspecto técnico como econômico, procurando manter os indicadores de qualidade de seus serviços em conformidade com as exigências dos consumidores e principalmente, do órgão que regulamenta a concessão destas empresas.

Uma vez detectado que o problema de tensão é causado pela rede primária, uma ou mais das seguintes providências pode ser tomada:

- Transferência da carga para outros alimentadores menos carregados;
- Melhora do fator de potência através da instalação de bancos de capacitores;
- Instalação de reguladores de tensão;
- Troca de bitola do alimentador;
- Construção de um novo alimentador;
- Mudança de tensão primária de alimentação;
- Construção de uma nova subestação.

Das medidas citadas, a instalação de reguladores de tensão (RT's) destaca-se como a mais adequada para alimentadores longos, que atendam regiões com densidade de carga média e que ainda não justifiquem investimentos em novos alimentadores, subestações, etc.

Os reguladores de tensão permitem a obtenção de uma faixa adequada de regulação, que deverá ser compatibilizada com os *tap's* dos transformadores de distribuição.

Em função das grandes diferenças de consumo dos consumidores (residenciais, comerciais e industriais), mudanças do perfil diário de carregamento e deslocamentos significativos dos centros de carga, há a necessidade de assegurar a todos os clientes da rede elétrica o fornecimento de tensão dentro de limites adequados. A ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - prescreve os níveis considerados aceitáveis, precários ou críticos para a tensão fornecida (tensão de atendimento) e indicadores e limites para os casos em que esta permanece fora dos níveis aceitáveis.

O bom gerenciamento da regulação de tensão do sistema elétrico, por meio dos reguladores de tensão contribui para qualidade do serviço, mantendo a tensão de fornecimento aos clientes dentro da faixa adequada, prescrita pela Resolução N° 505, de 26 de novembro de 2001, da ANEEL.

Atualmente as concessionárias de energia elétrica dispõem de aplicativos (*software*) que possibilitam aos diversos setores da empresa (planejamento, operação e comercial) a gerência de suas atividades com o objetivo de otimizar seus resultados. Sob este aspecto, justifica-se o desenvolvimento de novas tecnologias, por exemplo, um algoritmo para alocação ótima de reguladores de tensão nas redes de distribuição, respeitando assim, os limites de tensão prescritos pelo órgão regulador.

A instalação de reguladores de tensão nas subestações, considerada uma prática usual pelas concessionárias, proporciona uma ótima regulação da tensão em alimentadores urbanos, onde o centro de carga se posiciona próximo à subestação. Já em alimentadores extensos (rurais), o conveniente seria a instalação de reguladores de tensão (bancos) ao longo das redes.

Exemplificando, na concessionária Caiuá Distribuição de Energia S/A, empresa do grupo Rede Energia, o Setor de Planejamento efetua o estudo de alocação de reguladores de tensão por meio da análise do perfil de tensão da rede, proveniente dos resultados do fluxo de carga (carga pesada), identificando assim, os pontos no alimentador com violação de tensão. Em função das características do banco regulador de tensão (RT) a ser instalado (faixa de regulação, tipo de ligação, tensão de referência, etc.) busca-se alocar o RT antes do ponto que ocorreu a violação de tensão na rede, sendo um procedimento manual e orientado pelos resultados do fluxo de carga após a instalação do RT, ressaltando que neste procedimento, a solução local poderá não ser a ótima, pois as análises técnicas e econômicas deveriam ser mais criteriosas. A possibilidade de

busca de soluções de melhor qualidade dos pontos de vista técnico e econômico motivou este trabalho de pesquisa.

Dentre os artigos e trabalhos publicados, existem vários que consideram o uso de bancos de capacitores para a redução das perdas e melhoria do nível de tensão [1], [2], [3], [4]. Estes artigos tratam da otimização da tensão média de operação nas redes, selecionando o tipo e capacidade, instalando e controlando um número apropriado de capacitores. Já trabalhos abordando a alocação de reguladores de tensão são mais raros, possibilitando assim, novas pesquisas e/ou aprimoramentos de modelos e programas existentes.

Dentre os trabalhos de alocação ótima de reguladores de tensão existentes, destacam-se os artigos [5], [6] que influenciaram o desenvolvimento do algoritmo proposto.

Em [5] propõe-se uma função objetivo para otimização técnica, sendo os RT's alocados na rede com o objetivo principal de minimizar os desvios de tensão em relação à tensão nominal (referência).

Em [6] propõe-se um algoritmo de dois estágios. No primeiro realiza-se a seleção e alocação dos RT's na rede satisfazendo critérios técnicos, e no segundo, define-se uma função objetivo para análise econômica, e uma rotina é utilizada para tentar reduzir o número de RT's alocados na rede.

Recentemente, foi publicado o artigo [7] que propõe uma abordagem meta-heurística para a solução do problema de alocação de reguladores de tensão em redes de distribuição, sendo dividida em duas etapas. Na primeira obtém-se uma solução factível (utilizando heurística construtiva), baseada no primeiro estágio proposto em [6], instalando RT's necessários à adequação das tensões em todos os nós do sistema. Na segunda, utiliza-se um algoritmo memético (uma extensão do algoritmo genético) para otimizar uma função objetivo que considera os custos das perdas elétricas e dos reguladores de tensão.

Neste trabalho, o método proposto utiliza a filosofia básica apresentada em [6] somente no que diz respeito ao processo de redução do número de RT's na rede (análise econômica), porém modifica o processo inicial de seleção, alocação e de ajuste de *tap* dos RT's introduzindo nesta etapa a função objetivo de [5], que foi modificada para atender tanto critérios de queda de tensão como perdas ativas na rede.

A aplicação do método proposto em redes de distribuição primárias apresentou boa eficiência computacional, resultados confiáveis e coerentes à aplicação das possíveis soluções na prática.

Capítulo 2

Regulador de Tensão

2.1 Introdução

O regulador de tensão (RT) é um equipamento projetado para manter um nível de tensão predeterminado ao longo de um alimentador de distribuição apesar das variações de carga. É um autotransformador com várias derivações no enrolamento série. Economicamente, seu uso é justificado, pois além de permitir às concessionárias manterem um bom nível de serviço, aumenta a tensão média no ponto de utilização e conseqüentemente, o consumo.

A aplicação de reguladores de tensão nos sistemas de distribuição de energia elétrica de média tensão teve início na década de 40. Nos países desenvolvidos, principalmente nos Estados Unidos, em função da sua grande extensão territorial, onde os centros de consumo estão espalhados por vastas áreas, distantes dos pontos de geração e do aparecimento de grande quantidade de novos aparelhos eletro-eletrônicos sensíveis às oscilações de tensão, fez aumentar as reclamações dos consumidores, que passaram a exigir boa qualidade na distribuição de energia elétrica. Por conta disso, hoje encontram-se instalados em vários pontos daquele país, dezenas de milhares de reguladores, fornecendo nos pontos de consumo uma regulação de tensão adequada e conferindo qualidade do fornecimento de energia.

Atualmente, este cenário ocorre no Brasil, pois as concessionárias, por razões econômicas, simplicidade e versatilidade, estão intensificando a instalação de reguladores de tensão com o objetivo de minimizar os problemas de tensão em alimentadores extensos e centros de cargas distantes da fonte.

Os reguladores de tensão trazem basicamente três conseqüências benéficas:

- Satisfação ao consumidor (melhoria no nível de tensão);
- Redução das perdas de potência na rede de distribuição;
- Aumento do faturamento das concessionárias de energia elétrica.

Os principais componentes de um regulador de tensão são:

- Chave reversora de polaridade;
- Controle Automático:
 - Ajuste do nível de tensão;
 - Compensador de Queda de Tensão - *LDC (Line Drop Compensator)*;
 - Retardo de Tempo.

Na figura 2.1 ilustra-se o esquema de controle do regulador de tensão. Nota-se em destaque o relé de tensão, o qual acopla o compensador de queda de tensão (LDC), permitindo verificar as oscilações de corrente e tensão na rede elétrica.

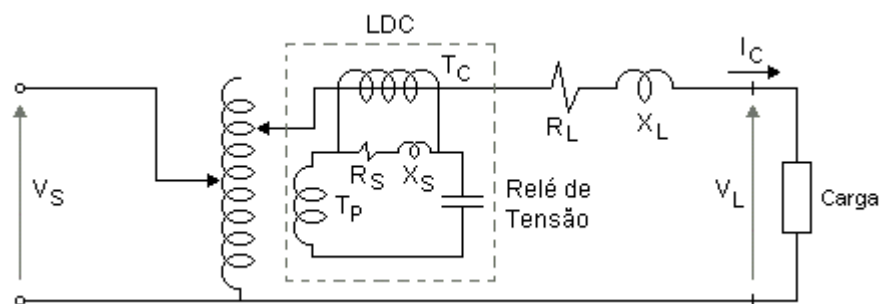


Fig. 2.1: Esquema simplificado do controle do regulador de tensão

Na figura 2.1 tem-se:

V_S - tensão de entrada no regulador de tensão;

T_C - transformador de corrente;

T_P - transformador de potencial;

R_S , X_S - respectivamente os ajustes para a compensação de tensão resistiva e reativa;

R_L , X_L - respectivamente a resistência e reatância da rede até o ponto de controle da tensão;

I_C , V_L - respectivamente a corrente e a tensão no ponto de controle da tensão (carga).

Na figura 2.2 ilustra-se a vista superior do regulador de tensão monofásico, indicando a nomenclatura usual deste equipamento, sendo esta de extrema importância na prática para a conexão de bancos de reguladores utilizando as ligações estrela, delta fechado e delta-aberto.

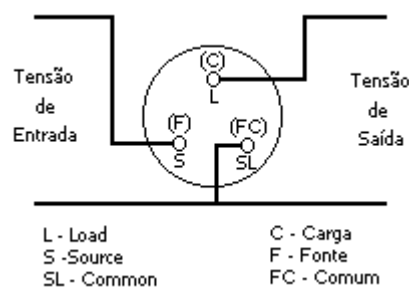


Fig. 2.2: Nomenclatura usual do regulador de tensão monofásico

Na figura 2.2, nota-se três terminais (buchas), sendo um para a conexão à rede pela fonte (terminal “F” ou “S”), outro para a conexão do lado da carga (terminal “C” ou “L”) e o terminal comum (“FC” ou “SL”) utilizado para referência à terra em sistema monofásico ou ligados corretamente em outro terminal, conforme o tipo de ligação do banco regulador.

Na figura 2.3 ilustra-se um exemplo de operação do regulador de tensão em função da variação da carga ao longo de um período de tempo. Observa-se que, no período de “carga leve”, a tensão na rede permanece praticamente estável, não sendo necessário a comutação de *tap* do RT para regular a tensão na rede (carga). Todavia, com o crescimento da carga (solicitação ou acréscimo de potência na rede), inicia-se a operação do comutador do RT respeitando os seus ajustes de controle, como também, efetua-se somente a troca do *tap* de acordo com o retardo de tempo (temporização) cadastrado no equipamento, com o intuito de reduzir o número de comutações desnecessárias decorrentes de pequenas oscilações de carga, conseqüentemente, aumentando da vida útil do regulador de tensão.

Vale ressaltar que, quando o regulador de tensão é instalado corretamente na rede, deve atender principalmente à solicitação de potência no período de “carga pesada”, ou seja, deve haver posições de *tap* disponíveis para regulação da tensão ao longo deste período, obtendo-se assim a maior eficiência do RT no sistema.

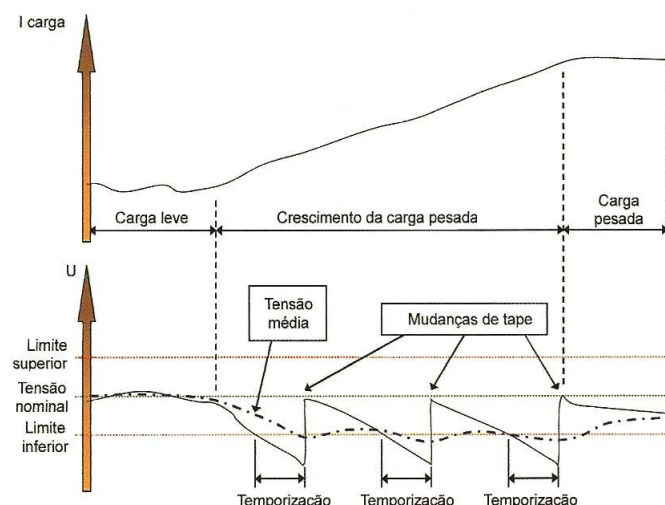


Fig. 2.3: Exemplo de operação do regulador de tensão em função da carga na rede

Nas próximas seções deste capítulo apresenta-se uma revisão sobre reguladores de tensão, abordados nas referências [8], [9] e [10].

2.2 Localização

A localização do RT é determinada a partir do perfil de tensão do alimentador de modo que o sistema opere dentro das faixas recomendadas, levando-se em consideração o crescimento da carga (pontos onde a tensão do alimentador em carga máxima não atinja o limite inferior da faixa de variação da tensão permitida).

Para realizar o estudo de regulação de uma rede de distribuição deve-se atentar aos seguintes dados:

- Carga do alimentador (rede de distribuição);
- Tensão Nominal;
- Tipo de circuito (monofásico, bifásico ou trifásico);
- Espaçamento equivalente e seção dos condutores;
- Fator de potência da carga;
- Comprimento do alimentador ou trechos entre derivações.

Como os reguladores de tensão possuem impedância praticamente desprezível, quando instalados na rede ficam vulneráveis às correntes de curto-circuito do sistema.

2.3 Escolha do Regulador de Tensão

2.3.1 Faixa de Regulação

Para a escolha de reguladores de tensão é necessário que a faixa de regulação escolhida seja suficiente para corrigir as variações de tensão no ponto de instalação e ainda compensar a queda de tensão no alimentador.

Os reguladores de tensão possuem uma faixa de regulação que pode ser ajustada para os valores de $\pm 5 \%$, $\pm 6,25 \%$, $\pm 7,5 \%$, $\pm 8,75 \%$ e $\pm 10 \%$, sendo a elevação ou redução de tensão feita através de 32 degraus (16 degraus para elevar e 16 degraus para diminuir a tensão).

2.3.2 Potência Nominal

A potência calculada de um RT monofásico é o produto da corrente de carga em Ampères (A) pela faixa de regulação em quilo-Volts (kV), ou seja:

$$P_R = I_C \cdot F_R \quad (2.1)$$

em que:

P_R - potência do RT (kVA);

I_C - corrente de carga (A);

F_R - faixa de regulação (kV).

Na figura 2.4 mostra-se um circuito simplificado de um regulador de tensão (RT):

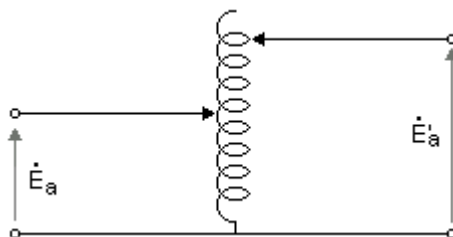


Fig. 2.4: Esquema simplificado do regulador de tensão monofásico (auto-transformador)

Para a posição máxima de aumento ou redução da tensão, a faixa de regulação (%), será:

$$R\% = \frac{|\overset{o}{E}_a'| - |\overset{o}{E}_a|}{|\overset{o}{E}_a|} \cdot 100 \quad (2.2)$$

sendo:

$\overset{o}{E}_a', \overset{o}{E}_a$: respectivamente a tensão de saída e de entrada no regulador.

Logo:

$$kVA_{regulação} = \frac{|\overset{o}{E}_a'| - |\overset{o}{E}_a|}{|\overset{o}{E}_a|} \cdot kVA_{circuito} \quad (2.3)$$

Assim:

$$P_R = \frac{|\overset{o}{E}_a'| - |\overset{o}{E}_a|}{|\overset{o}{E}_a|} \cdot |\overset{o}{E}_a| \cdot |\overset{o}{I}_a| \quad (2.4)$$

$$P_R = \frac{R\%}{100} \cdot |\overset{o}{E}_a| \cdot |\overset{o}{I}_a| \quad (2.5)$$

sendo:

$kVA_{circuito}$ - potência aparente a regular;

P_R - potência do regulador (regulação);

$\frac{R\%}{100}$ - correção da tensão necessária;

$|\overset{o}{E}_a|$ - magnitude da tensão nominal no circuito;

$|\overset{o}{I}_a|$ - magnitude da corrente de linha.

A equação 2.5 é utilizada para o cálculo da potência nominal dos reguladores monofásicos operando em circuitos monofásicos ou trifásicos ligados em estrela aterrado (quatro fios).

Para obtenção da regulação trifásica é comum o uso de dois reguladores monofásicos ligados em delta aberto (circuito a três fios) ou três reguladores monofásicos ligados em delta fechado.

2.3.3 Reguladores Monofásicos Ligados em Delta Aberto

Nas figuras 2.5 e 2.6 ilustram-se os reguladores monofásicos ligados em delta aberto.

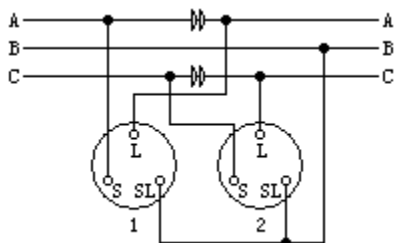


Fig. 2.5: Ligação em delta aberto utilizando dois reguladores monofásicos

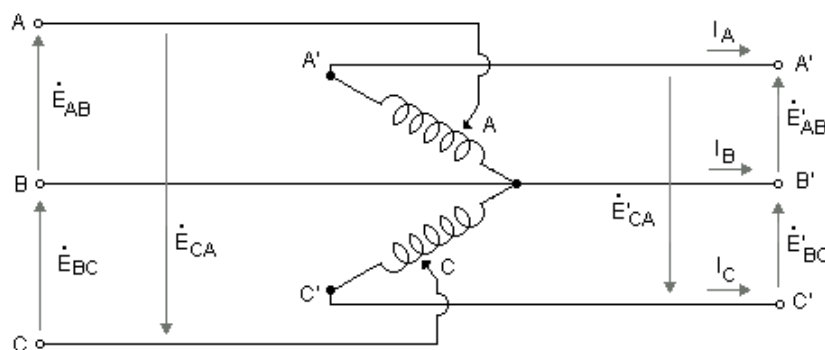


Fig. 2.6: Esquema simplificado da ligação em delta aberto

Na figura 2.6 tem-se:

$E_{AB}^o, E_{BC}^o, E_{CA}^o$ - tensão de entrada (linha) no regulador;

$E_{AB}'^o, E_{BC}'^o, E_{CA}'^o$ - tensão de saída (linha) do regulador.

Na figura 2.7 ilustra-se o diagrama fasorial de tensão dos reguladores monofásicos ligados em delta aberto.

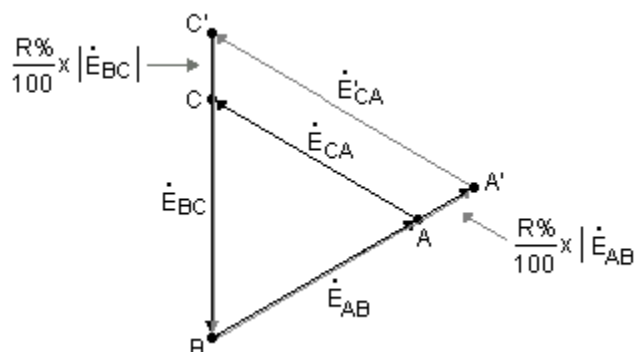


Fig. 2.7: Diagrama fasorial de tensão da ligação em delta aberto

Um dado aumento percentual das tensões E_{BC} e E_{AB} para E_{BC}' e E_{AB}' respectivamente, causa um aumento da tensão E_{CA} para E_{CA}' . Quando são usados dois reguladores em delta aberto, maiores cuidados devem ser tomados na seleção dos kVA nominais dos reguladores de tensão para obter o kVA suficiente de regulação. Os dois reguladores são ligados entre fases, assim a tensão de entrada do regulador é a tensão de linha e não a tensão de fase.

Usando a equação 2.5, a potência nominal de cada regulador monofásico será:

$$P_R^{1\phi} = \frac{R\%}{100} \cdot |\overset{\circ}{E}| \cdot |\overset{\circ}{I}| \quad (\text{kVA}) \quad (2.6)$$

sendo,

$|\overset{\circ}{E}|$ - tensão de linha nominal do sistema;

$|\overset{\circ}{I}|$ - corrente de linha;

$\sqrt{3} \cdot |\overset{\circ}{E}| \cdot |\overset{\circ}{I}|$ - potência do circuito (kVA).

Assim:

$$P_R^{1\phi} = \frac{R\%}{100} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot |E^o| \cdot |I^o|}{\sqrt{3}} = \frac{R\%}{\sqrt{3} \cdot 100} \cdot kVA_{circuito} \quad (2.7)$$

Usando a faixa de $\pm 10\%$ dos reguladores monofásicos, quando ligados em delta aberto, o kVA nominal necessário para cada unidade é igual o kVA do circuito trifásico dividido por $10 \cdot \sqrt{3}$.

2.3.4 Reguladores Monofásicos Ligados em Estrela Aterrado

Nas figuras 2.8 e 2.9 ilustram-se os reguladores monofásicos ligados em estrela aterrado.

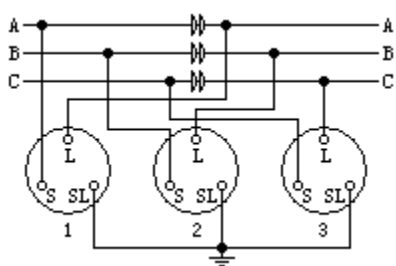


Fig. 2.8: Ligação em estrela aterrado utilizando três reguladores monofásicos

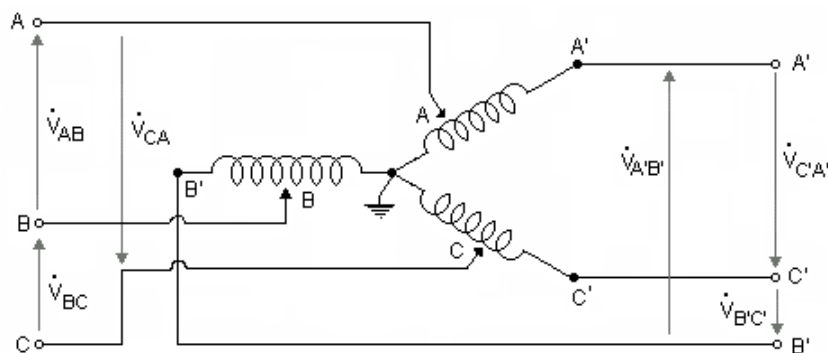


Fig. 2.9: Esquema simplificado da ligação em estrela aterrado

Na figura 2.9 tem-se:

$V_{AB}^o, V_{BC}^o, V_{CA}^o$ - tensão de entrada no regulador;

$V_{A'B'}^o, V_{B'C'}^o, V_{C'A'}^o$ - tensão de saída do regulador.

Na figura 2.10 ilustra-se o diagrama fasorial de tensão dos reguladores monofásicos ligados em estrela aterrado.

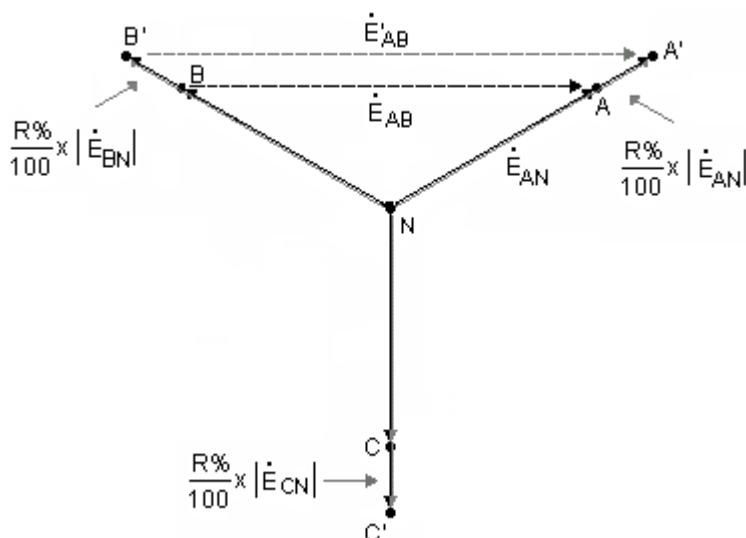


Fig. 2.10: Diagrama fasorial de tensão da ligação em estrela aterrado

Na figura 2.10 observa-se que o aumento na regulação em uma fase provocada pelo regulador monofásico instalado nesta fase, conseqüentemente a tensão de linha da rede aumentará.

Na utilização do banco de reguladores ligado em estrela aterrado, necessariamente a fonte também deverá ser em estrela aterrado, para que a corrente de neutro, devido aos possíveis desequilíbrios de carga do banco, tenha caminho fechado para a terra e, portanto para a fonte, evitando assim, excesso de comutações nos reguladores.

2.3.5 Reguladores Monofásicos Ligados em Delta Fechado

Usando esse tipo de ligação, a faixa de regulação é aproximadamente 50 % maior do que a faixa de cada regulador individual. Isto é, quando instalados três reguladores monofásicos com $\pm 10\%$ de regulação, em delta fechado, a faixa de regulação do banco trifásico é aproximadamente 15 %.

Nas figuras 2.11 e 2.12 ilustram-se os reguladores monofásicos ligados em delta fechado.

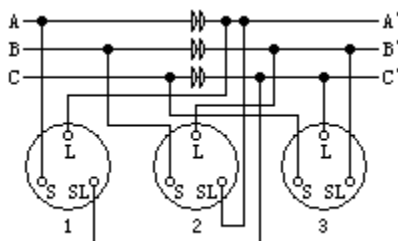


Fig. 2.11: Ligação em delta fechado utilizando três reguladores monofásicos

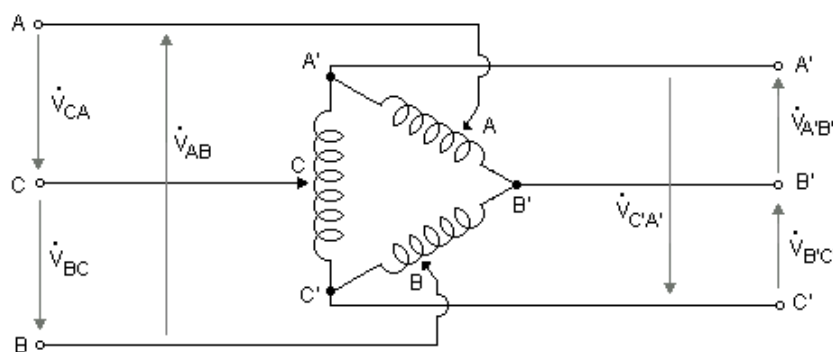


Fig. 2.12: Esquema simplificado da ligação em delta fechado

Na figura 2.12 tem-se:

$V_{AB}^o, V_{BC}^o, V_{CA}^o$ - tensão de entrada no regulador;

$V_{A'B'}^o, V_{B'C'}^o, V_{C'A'}^o$ - tensão de saída do regulador.

O diagrama fasorial de tensão da figura 2.13 ilustra a regulação de 1,5 entre a faixa de regulação do banco e dos reguladores individuais. A razão 1,5 não é exata, e sim, aproximada para os RT's com menores faixas de regulação.

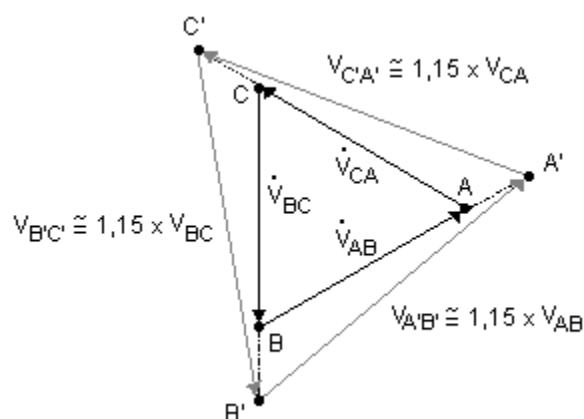


Fig. 2.13: Diagrama fasorial de tensão da ligação em delta fechado

A regulação $R\%$ do banco de reguladores em delta fechado é:

$$R\% = \frac{|\vec{V}_{A'B'}| - |\vec{V}_{AB}|}{|\vec{V}_{AB}|} \cdot 100 \quad (2.8)$$

Considerando que a faixa de regulação dos reguladores individuais seja $\pm 10\%$, a regulação $R\%$ do banco ligado em delta fechado será igual a:

$$R\% = \frac{1,15 \cdot |\vec{V}_{AB}| - |\vec{V}_{AB}|}{|\vec{V}_{AB}|} \cdot 100 \Rightarrow R\% = 15\% \quad (2.9)$$

Na tabela 2.1 resumem-se as faixas de regulação obtidas em cada tipo de ligação do banco regulador de tensão.

Na tabela 2.2 apresentam-se alguns exemplos de reguladores de tensão monofásicos indicando suas características principais, utilizadas para a seleção e instalação do RT na rede de distribuição, conforme padronizado pela norma técnica, **NBR 11809/1992** - “Regulador de Tensão” da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

TABELA 2.1: RESUMO DA FAIXA DE REGULAÇÃO POR BANCO DE REGULADORES

Sistema Trifásico com neutro aterrado somente na S/E (três fios)		Estrela com neutro multi-aterrado	
Ligação do Banco	% da faixa de regulação do banco em relação à regulação individual	Ligação do Banco	% da faixa de regulação do banco em relação à regulação individual
Duas unidades em delta aberto	100	Três unidades em estrela aterrada	100
Três unidades em delta fechado	115		

TABELA 2.2: EXEMPLOS DE REGULADORES DE TENSÃO MONOFÁSICOS (NBR 14724)

Tensão do regulador (V)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico pleno (kV)	Potência nominal (kVA)	Corrente de linha com faixa de regulação de $\pm 10\%$ (A)
7620	95	38,1	50
		57,2	75
		76,2	100
		114,3	150
		167	219
		250	328
		333	438
13800	95	69	50
		138	100
		207	150
		276	200
		414	300
14400	150	72	50
		144	100
		216	150
		288	200
		333	231
		432	300
19920	150	100	50
		200	100
		333	167
		400	201
23000	150	230	100
		460	200

O modelo utilizado para representar o regulador de tensão no método proposto para alocação ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição radiais será apresentado no Capítulo 3.

Capítulo 3

Fluxo de Carga

3.1 Introdução

O problema de fluxo de carga (*load flow*) consiste na obtenção do estado de operação de uma rede (ângulos e magnitudes dos fasores de tensão nodal). Depois de obtido o *Estado da Rede* as demais grandezas como: fluxo de potência nos ramos, correntes nos ramos, perdas nos ramos, dentre outras, poderão ser facilmente determinados.

Vários métodos de fluxo de carga foram propostos ao longo dos anos [11], como o método de Newton [12] e suas versões desacopladas [13]. Porém, devido à relação X/R dos ramos de redes de distribuição ser pequena, a qual leva a uma deterioração da dominância diagonal das matrizes de rede, dificultando a convergência dos métodos de Newton, optou-se no estudo de alocação de reguladores de tensão nas redes de distribuição o uso do fluxo de carga baseado no método *Back-Forward Sweep* [14], [15].

3.2 Método baseado em Back-Forward Sweep

O método utilizado no cálculo do fluxo de carga foi aquele baseado em “Back-forward sweep” proposto em [14] e [15] para redes de distribuição radiais. Este método se resume em cinco passos principais:

(A) Arbitrar tensões nas barras da rede

$$V_k, \quad k = 1, \dots, NB \quad (\text{ex.: } V_k = 1,0 \angle 0 \text{ pu})$$

sendo,

V_k - Tensão na barra k ,

NB - Número total de barras.

(B) Calcular as injeções de corrente nas barras

$$I_k = \left(\frac{S_k}{V_k} \right)^* - Y_k^{sh} \cdot V_k, \quad k = 1, \dots, NB \quad (3.1)$$

sendo,

I_k - Corrente na barra k ,

S_k - Potência Aparente (carga) na barra k ,

Y_k^{sh} - Admitância do elemento *shunt* conectado à barra k .

(C) Calcular as correntes nos trechos que conectam as barras k e m

“Back sweep”: dos trechos terminais em direção à subestação.

$$I_{km} = I_m + \sum_{j \in Fm} I_{mj} \quad (3.2)$$

sendo,

I_{km} - Corrente no ramo entre as barras k e m ,

I_m - Corrente na barra m ,

Fm - Conjunto das barras alimentadas pela barra m .

(D) Atualizar as tensões nas barras

“*Forward sweep*”: da subestação em direção aos trechos terminais.

$$V_m = V_k - Z_{km} \cdot I_{km} \quad (3.3)$$

sendo,

V_m - Tensão na barra m ,

Z_{km} - Impedância do ramo entre as barras k e m .

(E) Teste de convergência

Verificação dos desvios das tensões nas barras da rede.

Se $\max[\Delta V_k, k = 1, \dots, NB] \leq \text{Tolerância} \Rightarrow$ Solução Obtida (**Fim**)

Se $\max[\Delta V_k, k = 1, \dots, NB] > \text{Tolerância} \Rightarrow$ Retornar ao **Passo B**

Na figura 3.1 resumem-se as etapas do cálculo do fluxo de carga pelo método “*Back-forward sweep*”.

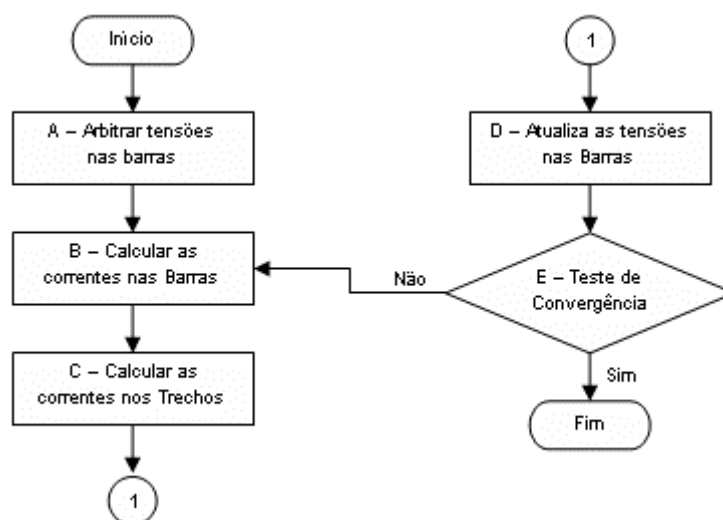


Fig. 3.1: Fluxograma do método de fluxo de carga pelo método “*Back-forward sweep*”

As principais características do método são:

- Fácil implementação computacional;
- Facilidade de convergência;
- Necessidade de ordenar corretamente os nós (sistema árvore);
- Aplicação em redes radiais;
- Robusto e rápido.

É possível utilizar essa idéia básica para redes de distribuição fracamente malhadas [14]. Além disso, é possível também utilizar o mesmo método empregando potências ao invés de correntes [1], [16] e [17].

3.3 Modelo do Regulador de Tensão

O regulador de tensão funciona de forma automática, e dependendo da necessidade da rede, opera na função de elevar (+), como na de abaixar (-) a tensão na barra de carga, respeitando a tensão de referência, o número máximo de degraus (faixa de regulação) e o tipo de ligação do banco formado por equipamentos monofásicos.

Para a representação do regulador de tensão nos cálculos de fluxo de carga foi desenvolvido uma modelagem simples, que durante o processo de cálculo efetua a correção da tensão na barra de carga do banco de reguladores, utilizando como variáveis de entrada a tensão na barra fonte, a faixa de regulação (corrigida pelo tipo de ligação do banco), a quantidade de degraus disponíveis e a tensão de referência (que seria a tensão desejável na barra de carga do regulador).

A equação 3.4 representa a modelagem do regulador de tensão considerada no cálculo do fluxo de carga.

$$V_{sai} = V_{ent} \cdot \left(1 + \frac{tap \cdot fx}{100 \cdot nd} \right) \quad (3.4)$$

onde:

$$tap = Int \left[\frac{(V_{ref} - V_{ent}) \cdot 100}{V_{ent} \cdot (fx / nd)} \right] \quad (3.5)$$

sendo,

V_{sai} - tensão de saída da barra com RT (pu),

V_{ent} - tensão de entrada da barra com RT (pu),

V_{ref} - tensão de referência do RT (pu),

fx - faixa de regulação do RT (%),

nd - número de degraus do RT,

tap - tap de operação (degrau) do RT.

A seguir, é apresentado de forma simplificada, o método utilizado para regulador de tensão automático 32 degraus.

(1) No passo **(D)** – “*Atualizar as tensões nas barras (Forward sweep)*” do fluxo de carga, verifica se a barra possui regulador de tensão instalado e em operação (ligado). Em caso afirmativo, segue para o passo **(2)**.

(2) Calcula o ganho de tensão (gt) por degrau em função do número de degraus (nd) e da faixa de regulação (fx) corrigida (ver **Nota 1** adiante) e vai para o passo **(3)**, sendo:

$$gt = \frac{fx}{nd'} (\%) \quad (3.6)$$

onde:

$$nd' = \frac{nd}{2} \quad (3.7)$$

O número de degraus (nd') é considerado como sendo a metade do número total de degraus (nd) cadastrado no regulador, por exemplo: $nd = 32$ degraus corresponde a +16 (sentido elevar) e

–16 (sentido abaixar), portanto neste caso $nd' = 16$ e o sinal representa o sentido da operação do *tap* do regulador de tensão.

(3) Em função da tensão de referência (V_{ref}) cadastrada no regulador, calcula qual a diferença de tensão (*dif*) comparada com a tensão de entrada (V_{ent}) no regulador, e vai para o passo (4), sendo:

$$dif = \frac{(V_{ref} - V_{ent})}{V_{ent}} \cdot 100 \text{ (pu)} \quad (3.8)$$

(4) Calcula qual o *tap* (quantidade de degraus) necessário para adequar a tensão de entrada com a tensão de referência e vai para o passo (5), sendo:

$$tap = \text{Inteiro} \left(\frac{dif}{gt} \right) \quad (3.9)$$

No passo (3) a diferença percentual (*dif*) poderá ser positiva ou negativa, representando respectivamente a operação do regulador no sentido de “elevar” ou “abaixar” a tensão. Conseqüentemente, o *tap* assumirá o mesmo sinal.

(5) Verifica se o *tap* é maior que a quantidade de degraus disponíveis no regulador. Em caso afirmativo, considera *tap* igual ao número máximo de degraus e vai para o passo (6).

(6) Calcula a nova tensão de saída (V_{sai}) em função do *tap* (degrau) utilizado, do ganho de tensão (*gt*) por degrau e da tensão de entrada (V_{ent}) do regulador e vai para o passo (7), sendo:

$$V_{sai} = V_{ent} \cdot \left(1 + \frac{tap \cdot gt}{100} \right) \quad (3.10)$$

(7) Utiliza a nova tensão de saída (V_{sai}) para estimar a nova tensão nas barras subsequentes ao regulador de tensão.

Nota 1: A Faixa de Regulação (fx) é corrigida em função do tipo de ligação utilizado no banco regulador, sendo:

- *Estrela Aterrado*: fx igual à faixa de variação (%) cadastrada no Regulador de Tensão;
- *Delta Aberto*: fx igual à faixa de variação (%) cadastrada no Regulador de Tensão;
- *Delta Fechado*: fx 50% maior que a faixa de variação (%) cadastrada no Regulador de Tensão. Assim, $fx = 1,5 \times Faixa_Cadastrada$ (%).

Nota 2: A defasagem no ângulo (df) da tensão na saída do banco, também é relacionada com o tipo de ligação utilizado no banco regulador, sendo:

- *Estrela Aterrado ou Delta Aberto*: Sem defasagem no ângulo da tensão ($df = 0^\circ$);
- *Delta Fechado*: Apresenta defasagem no ângulo da tensão, em função do *tap* utilizado para regular a tensão de saída, conforme expressão abaixo [18]:

$$df = \tan^{-1} \left(\frac{a \cdot \sqrt{3}}{2 + 3 \cdot a} \right) \quad (3.11)$$

onde,

$$a = \left(\frac{tap \cdot fx_{cad}}{100 \cdot Nd} \right) \quad (3.12)$$

e:

tap - tap (degrau) utilizado no equipamento RT;

fx_{cad} - faixa de variação cadastrada (%) no equipamento RT;

Nd - número de degraus no sentido (elevar ou abaixar).

A defasagem (df) é adicionada ao ângulo da tensão de entrada (fonte) gerando o novo ângulo da tensão de saída (carga) do regulador de tensão.

Capítulo 4

Algoritmos para Seleção e Alocação Ótima de Reguladores de Tensão

4.1 Método de Safianni e Salis [6]

4.1.1 Características do Método

O método proposto no artigo de Safianni e Salis [6] é aplicado a redes de distribuição radiais, tendo como objetivo a instalação e a seleção do *tap* dos reguladores de tensão (RT's) respeitando uma função objetivo que busca minimizar o custo (investimento e manutenção) dos RT's e o custo com as perdas de potência ativa, sendo um procedimento de fácil uso, rápido e eficiente (aplicável a redes reais).

4.1.2 Fluxo de Carga

O método de cálculo do fluxo de carga baseia-se nas *Leis de Kirchhoff* (tensão nas barras e corrente nos trechos) utilizando a resolução das equações por “*Back-forward sweep*” [14]. Antes de efetuar o procedimento de localização/controle dos RT's efetua-se o cálculo de fluxo de carga para estimar o estado inicial (tensão e corrente) da rede analisada. Após o fluxo de carga, obtém-se o maior percentual de queda de tensão ($VD_{max}\%$) da rede.

4.1.3 Custos das Perdas de Potência Ativa

O custo associado às perdas (Fc, r_{min}) em função da instalação de um RT está relacionado com aumento das tensões nas barras (respeitando os limites de tensão Ui_{min} e Ui_{max}). O aumento das tensões resulta na redução da corrente nos trechos, minimizando assim, as perdas totais na rede.

A equação 4.1 representa o custo das perdas (Fc, r) após a instalação do RT.

$$Fc, r = kp \cdot \sum_{j=1}^{nj} PL_{j \max}^r + ke \cdot \sum_{\tau} \left\{ \sum_{j=1}^{nj} PL_j^r(\tau) \cdot \tau \right\} \quad (4.1)$$

sendo,

kp - custo da demanda anual (\$/kW.ano);

ke - custo da energia (\$/kWh);

nj - número total de trechos da rede;

$PL_{j \max}^r$ - perda ativa (carga pesada) com RT's na rede (kW);

$PL_j^r(\tau)$ - perda ativa durante o período de tempo (τ) com RT's na rede (kW);

τ - período de tempo (τ) com RT's na rede (kW).

Considerando

$$\sum_{\tau} \tau = T = 8760h \quad (4.2)$$

a equação 4.1 fica sujeita à restrição:

$$Fc, r_{min} \leq Fc, r \leq Fc_{max} \quad (4.3)$$

O custo máximo das perdas (Fc, r_{max}) antes da instalação do regulador de tensão é dado por:

$$Fc_{\max} = kp \cdot \sum_{j=1}^{nj} PL_{j \max} + ke \cdot \sum_{\tau} \left\{ \sum_{j=1}^{nj} PL_j(\tau) \cdot \tau \right\} \quad (4.4)$$

sendo,

$PL_{j \max}$ - perda ativa (carga pesada) sem RT's na rede (kW);

$PL_j(\tau)$ - perda ativa durante o período de tempo (τ) sem RT's na rede (kW).

4.1.4 Seleção e Alocação de Regulador de Tensão

Neste método, o problema de selecionar e alocar um regulador de tensão (RT) numa rede de distribuição consiste basicamente em dois subproblemas:

Seleção Ótima: Consiste em determinar a quantidade de RT's a serem instalados na rede e suas respectivas localizações, buscando obter o melhor nível de tensão nas barras;

Controle Ótimo: Consiste em selecionar (calcular) as posições dos *tap's* utilizados nos RT's.

Na figura 4.1 apresenta-se o fluxograma que resume os quatro passos principais executados por este método.

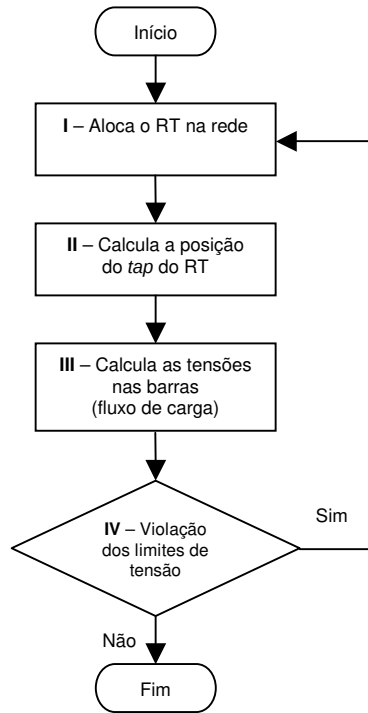


Fig. 4.1: Fluxograma do método de seleção e alocação de RT

Descrição das Etapas:

I – Aloca o RT na rede

Aloca o regulador na barra mais próxima da fonte (S/E) que esteja fora do limite predefinido.

II – Calcula a posição do *tap* do RT

Em função da máxima queda de tensão ($VD_{max}\%$) calcula o valor do *tap* a ser utilizado no RT instalado na barra i selecionada, através de:

$$tap = Int\left(\frac{1}{step} \cdot \left(\frac{U_0 + VD_{max}\% \cdot U_0}{U_i(\tau)} - 1\right)\right) \quad (4.5)$$

sendo,

$U_{i(\tau)}$ - tensão na barra (i) sem o RT (carga pesada);

U_0 - tensão da fonte (S/E) (“tensão nominal”);

$Step$ - valor do degrau do tap RT (0,00625pu).

Verifica-se também, se o tap do RT não é maior que o permitido, caso afirmativo muda a posição do RT, com o intuito de minimizar o tap .

III – Calcula as tensões nas barras (fluxo de carga)

Calcula as tensões nas barras, considerando a instalação do RT na barra i . Os valores das tensões inicialmente arbitrados no cálculo do fluxo de carga são aqueles obtidos no cálculo de fluxo de carga inicial.

IV – Violação dos limites de tensão

Verifica se as tensões nas barras estão dentro dos limites ($U_{i_{min}}$ e $U_{i_{max}}$). Se não houve violação, finaliza a instalação do RT na barra i . Caso contrário, repete os passos anteriores, localizando o RT mais próximo da fonte.

4.1.5 Análise da Função Objetivo

Após a instalação do RT conforme descrito nos passos I-IV efetua-se o cálculo da função objetivo utilizando a equação 4.7 com o intuito de verificar o menor valor de SF obtido durante o processo de alocação.

Efetua-se o cálculo do lucro ($DF_{c,r}$) obtido em função da redução das perdas na rede, utilizando a seguinte equação:

$$DF_{c,r} = Fc_{\max} - Fc_{c,r} \quad (4.6)$$

Os custos das perdas (Fc, r) e (Fc_{max}) são calculados utilizando as equações 4.1 e 4.4, respectivamente.

A função objetivo que trata dos custos envolvidos no processo é:

$$SF = DFC, r - C_{reg} \quad (4.7)$$

Os custos dos reguladores de tensão (C_{reg}) instalados na rede são estimados por:

$$C_{reg} = \sum_{i=1}^{n_i} r_i \cdot [Ca, r_i \cdot A^{-1}(i_a, N) + Cs, r_i] \quad (4.8)$$

sendo,

n_i - número total de barras na rede;

$r_i = 1$ - quando existe RT na barra (i);

$r_i = 0$ - quando não existe RT na barra (i);

Ca, r_i - custo de investimento do RT (\$);

Cs, r_i - custo anual de manutenção do RT (\$/ano);

$A^{-1}(i_a, N)$ - fator de retorno de capital, dado por:

$$A^{-1}(i_a, N) = i_a \cdot \frac{(1+i_a)^N}{(1+i_a)^N - 1} \quad (4.9)$$

sendo,

i_a - taxa de juros anual (sem inflação);

N - vida útil do RT.

Se o procedimento de seleção e alocação de RT's resultar em mais de um regulador, deve-se verificar se é possível reduzir o número de RT's para maximizar a função objetivo 4.7, utilizando o procedimento a seguir.

4.1.6 Algoritmo para reduzir o número de Reguladores de Tensão

Após o procedimento de seleção e alocação dos RT's e calculada a função objetivo 4.7 aplica-se um algoritmo que visa reduzir o número de RT's instalados, seguindo os passos descritos a seguir.

I – Verifica o caminho (“Path”) do RT na rede

Movimenta-se os RT's da posição inicialmente definida em direção à subestação (S/E), verificando na nova posição, se não houve violação de tensão na rede. Armazena esta posição no vetor “*Path*” do RT analisado e desloca-o novamente até constatar violação no perfil de tensão.

Portanto, cada regulador de tensão terá um vetor “*Path*” (caminhos possíveis para regulação da rede) associado. Neste processo, utiliza-se o cálculo do fluxo de carga para se obter o novo estado da rede após o deslocamento do RT analisado.

II – Obtém pares de RT's

Nesta etapa, determinam-se os possíveis pares de vetores “*Path*” a serem analisados. Supondo por exemplo, para um $set = [reg_1, reg_2, \dots, reg_{jreg}]$, então cada par será descrito como (reg_i, reg_j) , com:

$$i \in [1, \dots, jreg - 1] \quad j \in [i + 1, \dots, jreg] \quad e \quad i \neq j.$$

O número total de pares será:

$$N_{pares} = \frac{jreg!}{2!(jreg - 2)!} \quad (4.10)$$

III – Verificação dos pares de RT's

Verifica dentre os pares de RT's se há barra comum nos vetores “*Path*” para instalação de um novo RT. Neste caso, aloca-se o RT nesta barra e remove-se os RT's das posições iniciais do

par analisado. Efetua-se novo cálculo de fluxo de carga e novo cálculo da função objetivo 4.7 (minimização dos custos), verificando se a opção melhorou a função objetivo.

Este procedimento termina quando todos os pares de RT (reg_i, reg_j) possíveis forem examinados, a fim de tentar reduzir o número de RT's instalados.

Para ilustrar o procedimento apresentado, segue o exemplo apresentado em [6].

Na figura 4.2 apresenta-se um alimentador hipotético, contendo quatro reguladores de tensão instalados nos nós 7, 9, 10 e 16. Assim, neste procedimento tem-se o $set=[reg_1, reg_2, reg_3, reg_4]$ com $j_{reg} = 4$.

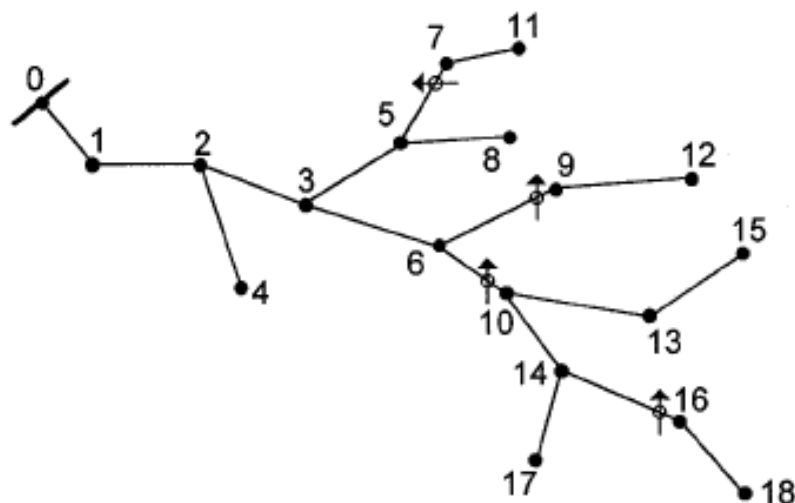


Fig. 4.2: Rede exemplo de [6] contendo quatro RT's

Supondo que os caminhos "*Path*" dos RT's para a execução do procedimento acima sejam:

$$path(reg_1, nó = 7) = 7 - 5 - 3$$

$$path(reg_2, nó = 9) = 9 - 6$$

$$path(reg_3, nó = 10) = 10 - 6$$

$$path(reg_4, nó = 16) = 16 - 14$$

Obtém-se seis pares para serem examinados:

$$(reg_1, reg_2) \quad (reg_1, reg_3) \quad (reg_1, reg_4)$$

$$(reg_2, reg_3) \quad (reg_2, reg_4)$$

$$(reg_3, reg_4)$$

Para cada um dos pares acima verifica-se se existe um nó comum. Neste exemplo, o nó 6 é comum para o par (reg_2, reg_3) . Assim, um RT é instalado no nó 6 e os RT's dos nós 9 e 10 são eliminados. O alimentador adquire uma nova configuração mostrada na figura 4.3, sendo provável que o valor da função objetivo 4.7 tenha sido mais favorável.

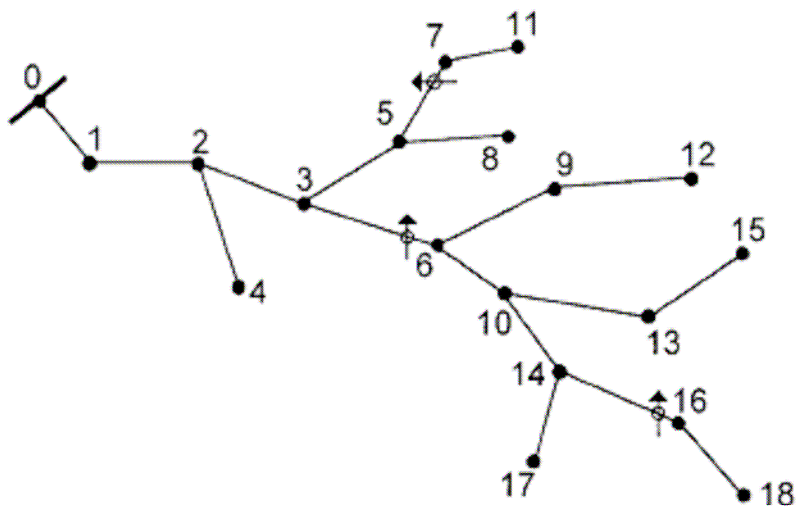


Fig. 4.3: Rede exemplo após a redução no número de RT's

Com a nova configuração apresentada na figura 4.3, o procedimento descrito é novamente executado com $j_{reg} = 3$, assim novos caminhos "*Path*" dos RT's serão definidos para três pares a serem examinados. Este procedimento iterativo termina quando não for possível reduzir o número de RT's na rede e melhorar a função objetivo.

4.2 Método Proposto

4.2.1 Características do Método

O método proposto neste trabalho aplica-se a redes de distribuição radiais, tendo como objetivo a instalação e a seleção do *tap* dos reguladores de tensão (RT's) respeitando uma função objetivo técnica, que busca minimizar a queda de tensão e as perdas de potência ativa na rede, e outra função objetivo econômica, relacionada com a minimização do custo dos RT's (investimento e manutenção). Este método apresentou rapidez no processamento e resultados interessantes, aplicáveis a redes reais.

4.2.2 Fluxo de Carga

O cálculo do fluxo de carga baseia-se no método "*Back-forward sweep*" [14] e [15]. No Capítulo 3 foram demonstradas as particularidades do algoritmo de fluxo de carga utilizado no método proposto neste trabalho.

4.2.3 Determinação dos Caminhos Críticos

Antes de efetuar o procedimento de seleção e alocação dos RT's em uma rede de distribuição radial, aplica-se o cálculo fluxo de carga, determinando o estado da rede e identificando as barras e trechos com maior queda de tensão, determinando assim, os "*caminhos críticos*".

São formados vetores contendo os números das barras com maior queda de tensão até à fonte (subestação) representado cada “*caminho crítico*” e são ordenados de forma decrescente.

Na figura 4.4 apresenta-se um alimentador hipotético [6], para ilustrar este procedimento. Supondo que após o fluxo de carga inicial as maiores quedas de tensão sejam de 9,3%, 12,5% e 10,1% respectivamente nas barras 11, 12 e 18, obtêm-se três “*caminhos críticos*”.

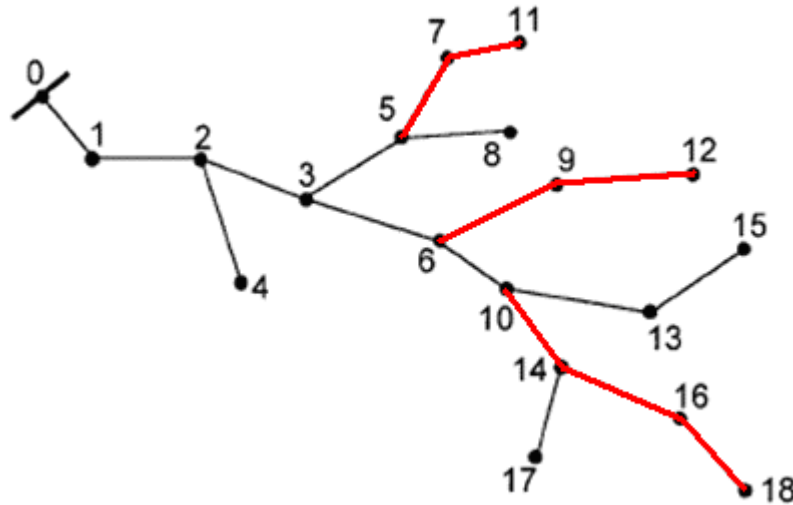


Fig. 4.4: Rede exemplo indicando as barras com violação de tensão

Neste exemplo, os “*caminhos críticos*” são representados pelos vetores CC_1 , CC_2 e CC_3 contendo os respectivos números das barras até à subestação (barra 0) e ordenados de forma decrescente da queda de tensão.

$$\begin{aligned} CC_1 &= [12 \ 9 \ 6 \ 3 \ 2 \ 1 \ 0] \\ CC_2 &= [18 \ 16 \ 14 \ 10 \ 6 \ 3 \ 2 \ 1 \ 0] \\ CC_3 &= [11 \ 7 \ 5 \ 3 \ 2 \ 1 \ 0] \end{aligned}$$

Assim, durante o procedimento de seleção e alocação dos RT's, serão selecionadas como barras candidatas à instalação do RT em cada “*caminho crítico*” do alimentador atendendo as restrições das funções objetivo, seguindo a ordem decrescente: do trecho de rede com maior queda de tensão e violação dos limites aceitáveis de tensão para o trecho com menor violação.

4.2.4 Função Objetivo Considerando Aspectos Técnicos

As constantes relacionadas com a queda de tensão e as perdas ativas são representadas por fatores percentuais que são calculados em cada configuração do sistema durante o procedimento de alocação de RT's na rede. Estes fatores são usados como figuras de mérito para determinar a melhor configuração. Vale ressaltar, que em cada configuração dos RT's instalados nas diferentes posições, têm-se diferentes posições de *taps*.

- **Fator de Queda de Tensão:** Indica a qualidade da configuração em termos de perfil de tensão da rede.

Com base na equação dos desvios de tensão de todas as barras do sistema, proposta em [5], obtém-se a equação 4.11, que possibilita calcular o fator de queda de tensão ($Fat_V\%$) em cada tentativa de locação dos RT's ao longo do caminho crítico analisado.

$$Fat_V\% = \frac{\sum_{i=1}^N (V_{nom} - V_i^f)^2}{\sum_{i=1}^N (V_{nom} - V_i^0)^2} \cdot 100 \quad (4.11)$$

sendo,

- V_{nom} - tensão nominal do sistema (referência),
- V_i^0 - tensão no nó i para configuração inicial,
- V_i^f - tensão no nó i para cada tentativa de alocação dos RTs no caminho crítico,
- N - número de nós (barras) da rede.

- **Fator de Perdas Ativas:** Indica a configuração com menor índice de perdas ativas na rede.

A equação 4.12 representa o fator de perdas ativas ($Fat_P\%$) em cada tentativa de locação dos RT's ao longo do caminho crítico analisado.

$$Fat_p \% = \frac{\sum_{j=1}^M PL_j^f}{\sum_{j=1}^M PL_j^0} \cdot 100 \quad (4.12)$$

sendo,

PL_j^0 - perda ativa no ramo j para configuração inicial,

PL_j^f - perda ativa no ramo j para cada tentativa de alocação dos RT's no caminho,

M - número de ramos (trechos) da rede.

Das equações 4.11 e 4.12, pode-se determinar a função objetivo técnica FT através da seguinte equação:

$$FT = pv \cdot Fat_v \% + pp \cdot Fat_p \% \quad (4.13)$$

Os pesos pv e pp podem, por exemplo, assumir os seguintes valores:

- $pv = 1,0$ e $pp = 0,0$ - considera-se somente a queda de tensão,
- $pv = 0,0$ e $pp = 1,0$ - considera-se somente a perdas ativas,
- $pv = 0,5$ e $pp = 0,5$ - considera-se igualmente ambos aspectos.

A função objetivo técnica FT é calculada para cada configuração do sistema durante o processo de alocação de RT's. O menor valor da FT indicará a melhor configuração proporcionada pelos RT's instalados segundo o aspecto técnico.

4.2.5 Função Objetivo Considerando Aspectos Econômicos

No método de alocação dos RT's, a análise econômica deve considerar o exame do custo anual do investimento e de manutenção para todos os RT's instalados na rede, conforme proposto em [6].

O custo associado às perdas ativas antes da instalação de novos RT's na rede é dado pela equação:

$$Fc_{\max} = kp \cdot \sum_{j=1}^{nj} PL_{j\max} + ke \cdot \sum_{\tau} \left\{ \sum_{j=1}^{nj} PL_j(\tau) \cdot \tau \right\} \quad (4.14)$$

sendo,

kp - custo da demanda anual [\$/kW.ano];

ke - custo da energia [\$/kWh];

nj - número total de trechos da rede;

$PL_{j\max}$ - perda ativa (carga pesada) sem os RT's na rede [kW];

$PL_j(\tau)$ - perda ativa durante o período de tempo (τ) sem os RT's na rede [kW];

τ - período de tempo (τ) com RT's na rede.

onde:

$$\sum_{\tau} \tau = T = 8760h \quad (4.15)$$

O custo real das perdas Fc,r após a instalação de RT's é dado pela relação:

$$Fc,r = kp \cdot \sum_{j=1}^{nj} PL_{j\max}^r + ke \cdot \sum_{\tau} \left\{ \sum_{j=1}^{nj} PL_j^r(\tau) \cdot \tau \right\} \quad (4.16)$$

sendo,

$PL_{j\max}^r$ - perda ativa (carga pesada) com os RT's na rede [kW];

$PL_j^r(\tau)$ - perda ativa durante o período de tempo (τ) com os RT's na rede [kW].

Das equações 4.14 e 4.16 define-se a função objetivo considerando os aspectos econômicos, dada por:

$$FE = (Fc_{\max} - Fc, r) - C_{reg} \quad (4.17)$$

onde, C_{reg} representa o custo anual de investimento e manutenção dos RT's:

$$C_{reg} = \sum_{i=1}^{n_i} r_i \cdot [Ca, r_i \cdot A^{-1}(i_a, N) + Cs, r_i] \quad (4.18)$$

sendo,

n_i - Número total de Barras na Rede;

$r_i = 1$ - Quando existe RT na Barra (i);

$r_i = 0$ - Quando não existe RT na Barra (i);

Ca, r_i - Custo de Investimento do RT (R\$);

Cs, r_i - Custo Anual de Manutenção do RT (R\$/ano);

$A^{-1}(i_a, N)$ - Fator de Retorno de Capital, dado por:

$$A^{-1}(i_a, N) = i_a \cdot \frac{(1+i_a)^N}{(1+i_a)^N - 1} \quad (4.19)$$

sendo,

i_a - Taxa de Atratividade Anual;

N - Vida útil do RT.

A função objetivo econômica FE (equação 4.17) é calculada após o procedimento de alocação de RT's considerando somente os aspectos técnicos. Quando existir mais de um RT alocado na rede, utiliza-se do método proposto em [6] para reduzir o número de RT's, buscando maximizar assim o valor da FE .

4.2.6 Algoritmo Proposto para Alocação de Reguladores de Tensão

Parte I: *Seleção, instalação e controle dos RT's*

- (A) Cálculo do fluxo de carga inicial, identificando os caminhos críticos da rede.
- (B) Para cada caminho crítico da rede:
 - (1) Instala o RT na primeira barra do caminho crítico que violou os limites preestabelecidos de tensão.
 - (2) Executa o fluxo de carga, determinando o *tap* do RT e eliminando o problema de queda de tensão nesta barra.
 - (3) Calcula a função objetivo técnica *FT* para esta configuração.
 - (4) Move o RT para próxima barra sentido fonte no caminho crítico e volta ao passo (2).
 - (5) O procedimento termina quando a barra da subestação é verificada.
- (C) O regulador de tensão é instalado na barra que proporcionou o menor valor da *FT*.

Descrição do Procedimento:

Efetua-se o cálculo de fluxo de carga inicial, determinando o estado da rede e identificando as barras e trechos com maior queda de tensão (caminhos críticos), que são ordenados de forma decrescente.

Aplica-se a alocação dos RT's para cada caminho crítico, respeitando os limites preestabelecidos do perfil de tensão, primeiramente alocando o RT na primeira barra que violou o limite de tensão adequada inferior. Calcula-se novo fluxo de carga (determinação do *tap* do RT) assim como a função objetivo técnica (*FT*), considerando a restrição dos desvios de tensão (e/ou a restrição de perdas ativas), realizando em seguida o deslocamento dos RT's até a fonte (subestação). Verifica-se qual posição (barra) proporcionou melhor *FT*. Finalmente, verifica-se possível violação de tensão nas barras (por caminho crítico, processo iterativo) calculando-se o fluxo de carga final.

Durante o processo iterativo de alocação dos RT's na rede, vale ressaltar que são reutilizadas as tensões nas barras obtidas no fluxo de carga inicial, reduzindo assim, o tempo de execução e o número de iterações para cada fluxo de carga efetuado no processo.

O procedimento iterativo da “*Parte I*”, busca a melhor alternativa técnica, considerando as características de ajustes dos bancos de RT’s (faixa de variação/regulação, tensão de referência e número de *tap*’s).

Parte II: *Redução do número de RT’s*

O método proposto no artigo [6] determina os caminhos (“*path*”) possíveis para a movimentação (realocação) dos RT’s com objetivo de reduzir o número de RT’s pré-estabelecido no procedimento da “*Parte I*”. Assim, os passos são:

- (A) Os RT’s são movimentados em direção à subestação, não havendo violação nas tensões da rede. Assim, cada RT terá um caminho “*path*” onde foi possível a regulação da tensão.
- (B) São determinados os pares de “*path*” possíveis dentre os RT’s.
- (C) Se existir uma barra comum num par de “*paths*”, instala-se um RT nesta barra comum e elimina-se os outros RT’s deste par.
- (D) Calcula-se a função objetivo econômica *FE*.
- (E) Analisam-se os “*paths*” dos RT’s, verificando dentre as barras possíveis para o deslocamento do RT, qual proporciona maximização do valor da *FE*.

Descrição do Procedimento:

Movimentam-se os RT’s da posição inicial em direção à fonte (S/E), verificando na nova posição, se não houve violação de tensão na rede. Assim, armazena-se esta posição no vetor “*path*” do RT analisado e desloca-se novamente até constatar violação no perfil de tensão. Portanto, cada regulador de tensão terá um vetor “*path*” (caminhos possíveis para regulação da rede).

Neste processo, utiliza-se o cálculo do fluxo de carga para se obter o novo estado da rede após o deslocamento do RT analisado.

Formulam-se os possíveis pares de vetor “*path*” a serem analisados. Verifica-se dentre os pares de RT’s nos vetores “*path*” a barra comum para instalação de um novo RT nesta barra e a

remoção dos RT's nas posições iniciais do par analisado, assim se efetua um novo fluxo de carga e se atualiza a função objetivo econômica (FE), verificando qual opção foi a melhor (maximização da FE).

Após eliminar as barras comuns nos pares de RT's nos vetores "*path*", analisa-se, dentre os deslocamentos possíveis do RT em direção à subestação, qual barra proporciona maximização da FE para cada RT instalado (vetor "*path*" resultante).

O procedimento iterativo da "*Parte II*", busca a melhor alternativa do ponto de vista econômico, tentando reduzir o número de RT's.

Capítulo 5

Simulações

5.1 Introdução e Premissas

São apresentados os resultados das simulações realizadas com o algoritmo de alocação de reguladores de tensão desenvolvido utilizando-se as redes de distribuição de 70, 136, 202 e 400 barras, através do software “*SisDist - Sistema de Distribuição de Energia Elétrica*”, produto desta pesquisa, codificado na linguagem *Turbo-Pascal (Delphi 5.0)*.

As simulações são realizadas no cenário de carga pesada (já considerando um crescimento futuro de carga, questão de planejamento à longo prazo), com o intuito de provocar violações de tensão (maiores quedas de tensão nos ramos) em vários pontos da rede e verificar a máxima atuação (*tap* limite) dos reguladores de tensão nas redes e no período de carga leve, permitindo uma análise geral das alocações dos RT's nos dois extremos de carga (verificando as atuações dos *tap's* dos RT's nas posições máxima e mínima, respectivamente em carga pesada e leve).

Após as definições das posições (localização) e controle (*tap* de operação) dos RT's obtidas nas simulações das redes de distribuição, as tensões em todas as barras devem permanecer dentro da faixa adequada, prescrita pela “*Resolução Nº 505*” da ANEEL, sendo os limites de tensão mostrados na tabela 5.1.

Observa-se na tabela 5.1 que as tensões nas barras deverão permanecer dentro do limite adequado da tensão nominal da rede analisada (tensão contratada pelos clientes, exemplo num alimentador de distribuição primária em média tensão), sendo a limite superior de 5% e o inferior de 7% desta tensão (faixa adequada).

TABELA 5.1: PONTOS DE ENTREGA OU CONEXÕES EM TENSÃO NOMINAL SUPERIOR A 1kV E INFERIOR A 69kV

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Durante a execução do processo de alocação dos RT's nas redes, foram considerados os mesmos custos de instalação e manutenção dos RT's independente da potência passante suportada pelos mesmos, com intuito de simplificar o algoritmo de busca e facilitar a apresentação dos resultados econômicos. Assim, considera-se nos cálculos (análise econômica) o custo médio de R\$ 90.000,00 (noventa mil reais) para a instalação de um banco de reguladores de tensão monofásicos (faixa de regulação de 10%) ligados em estrela aterrado, estimando uma vida útil de cinco anos, como também, o custo médio anual de manutenção do banco de RT's de R\$ 1.000,00 (mil reais).

Para a análise econômica durante o processo de redução do número de reguladores de tensão instalados na rede analisada (*Parte II* do algoritmo) são considerados: o fator de carga médio de 70% (setenta por cento), o custo médio da compra de energia elétrica equivalente a R\$ 100,00 (cem reais) por megawatt-hora (MWh), o custo da demanda anual igual a R\$ 10,00 (dez reais) por quilowatt (kW) e a taxa de atratividade anual de 12% (doze por cento).

Como critérios de convergência do fluxo de carga são considerados o número máximo de 100 iterações e tolerância de 0,0001 pu (0,01%) para erro (desvio) de tensão nas barras (teste de convergência), sendo os cálculos feitos em “pu” (por unidade) considerando como bases: a tensão nominal da rede de distribuição analisada e potência aparente de 100kVA.

Com a rede de 70 barras são demonstradas as etapas de execução do método desenvolvido (passo a passo) e para efeito de comparação dos resultados e validação do algoritmo, são apresentados os resultados utilizando o método proposto no artigo de Safigianni e Salis [6].

São simuladas redes de distribuição reais de 136, 202 e 400 barras com o intuito de verificar a eficiência do algoritmo desenvolvido em redes reais de médio e grande porte.

5.2 Rede de Distribuição de 70 Barras

Os dados da rede de distribuição de 70 barras [19] são apresentados no apêndice A.1 e o diagrama unifilar na figura 5.1.

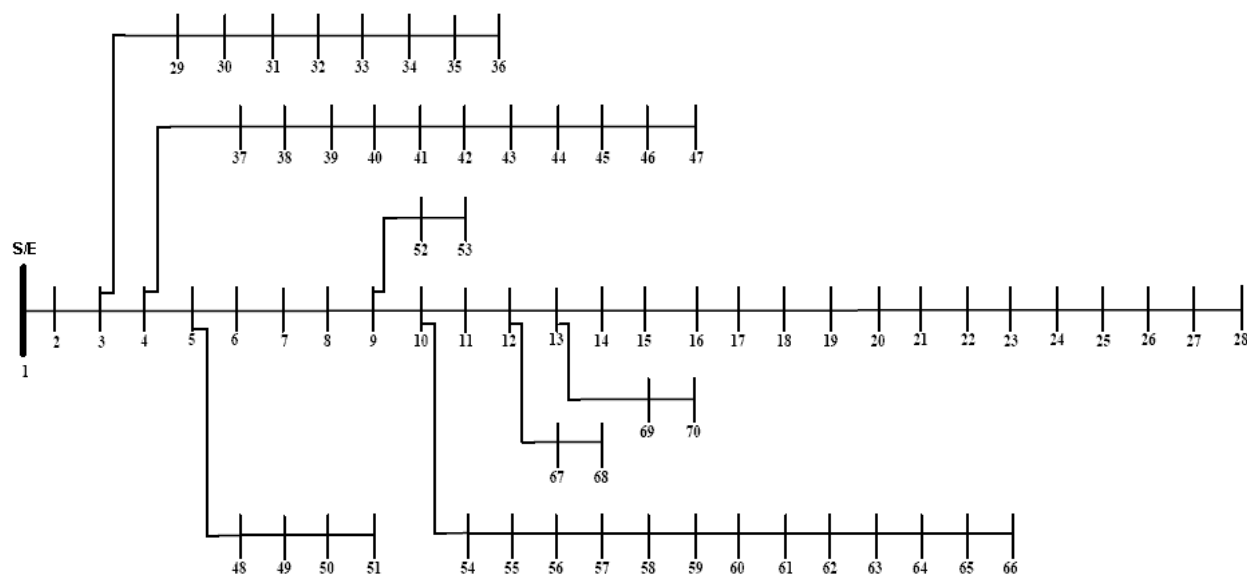


Fig. 5.1: Diagrama unifilar da rede de distribuição de 70 barras

O alimentador da figura 5.1 corresponde a uma parte do sistema de distribuição da empresa PG&E [19] operando na tensão nominal de 12,66kV e com as cargas modificadas (carga pesada), provocando assim, violações de tensões em vários pontos da rede.

Na figura 5.2 ilustra-se a tela gráfica do aplicativo “*SisDist*” indicando os resultados do fluxo de carga inicial (corrente nos trechos e tensões nas barras) da rede de distribuição de 70 barras, observa-se em destaque (valores das tensões em vermelho) as barras que violaram os limites de tensão (+5/-7%).

Nesta situação inicial, sem a instalação dos reguladores de tensão, o sistema opera com carregamento de 20,7MVA e máxima queda de tensão ocorre na barra 36, com 9,55%. Nota-se a existência de quatro caminhos críticos neste alimentador, sendo suas barras terminais em ordem crescente de queda de tensão: barra 47 (7,74%), barra 28 (7,82%), barra 66 (9,40%) e barra 36 (9,55%).

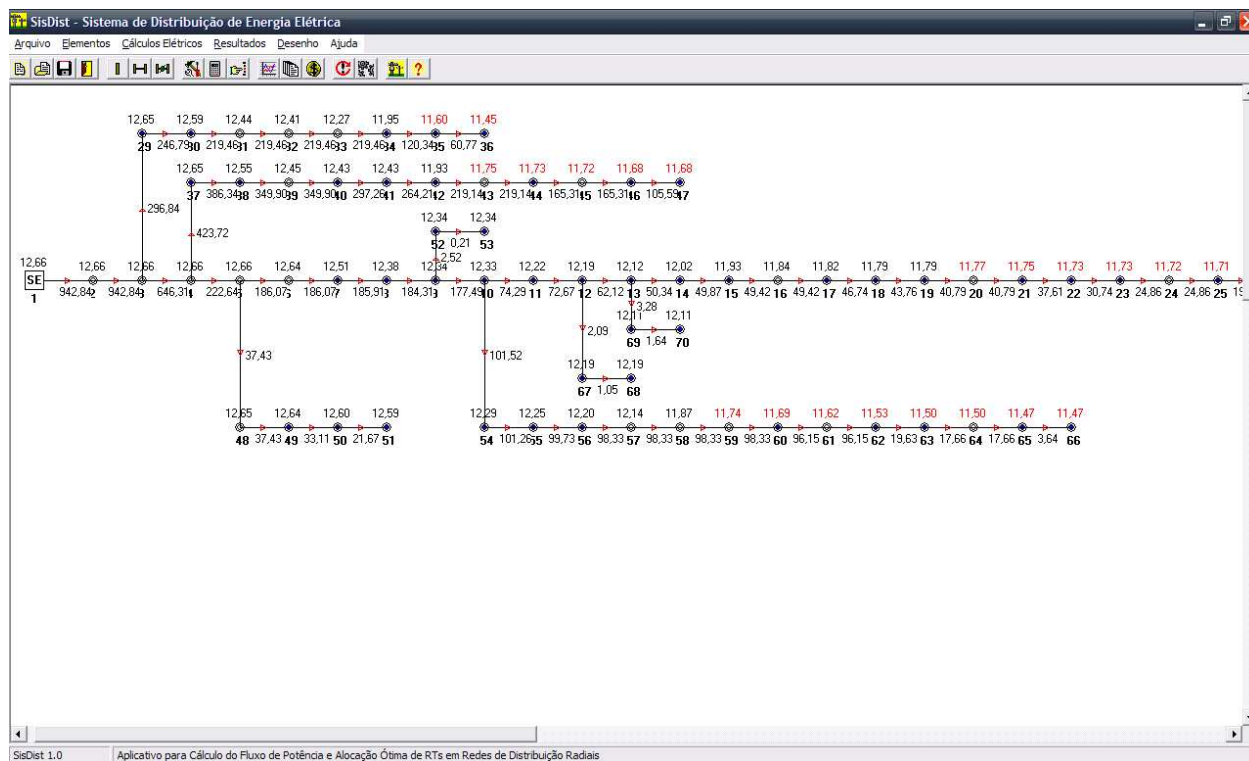


Fig. 5.2: Resultados do fluxo de carga inicial na rede de distribuição de 70 barras

Na figura 5.3 apresenta-se o perfil de tensão em todas as barras da rede de distribuição de 70 barras, auxiliando na identificação das barras com violação de tensão.

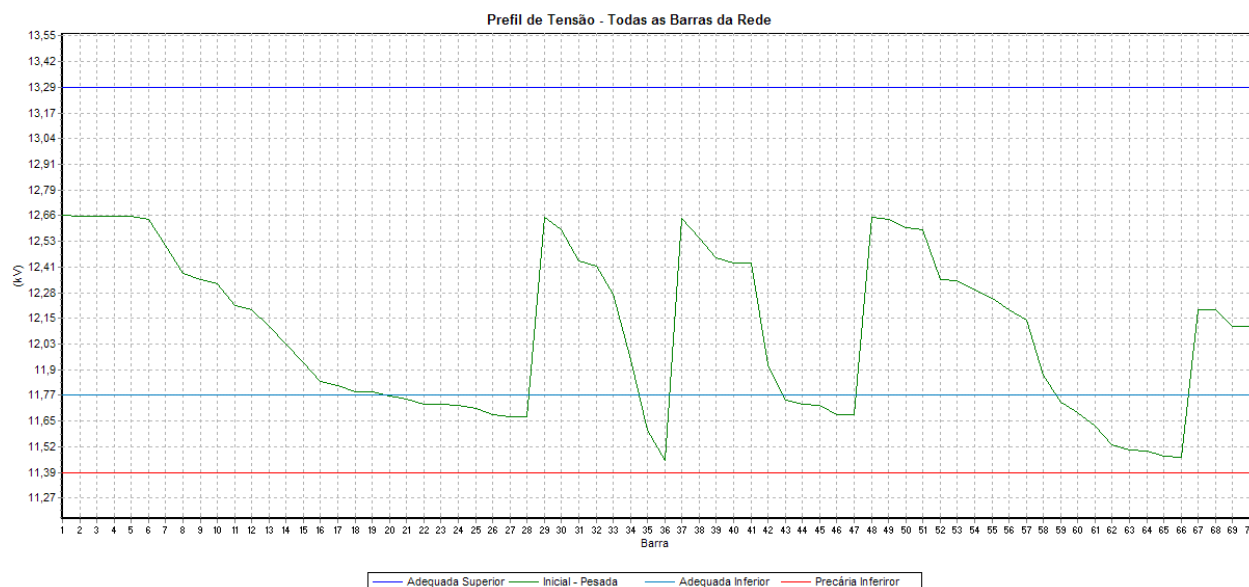


Fig. 5.3: Perfil de tensão inicial da rede de distribuição de 70 barras

- **Condição Técnica:** $p_v = 1,0$ e $p_p = 0,0$

Nesta análise considera-se somente a queda de tensão ($p_v = 1,0$) na função objetivo técnica (4.13), almejando a minimização das violações de tensões na rede, como menores desvios de tensão em relação à tensão de referência (nominal).

Parte I: Seleção, instalação e controle dos RT's

Nesta etapa, verifica-se para cada caminho crítico qual barra proporcionou a melhor função objetivo (4.13) em função do fluxo de carga decorrente da instalação do RT.

1) Caminho crítico da Barra 36 (queda de tensão = 9,55%)

Na Tabela 5.2 indicam-se os resultados da função objetivo (FT) e posição do *tap* para o trecho de rede analisado com 11 barras até a subestação. Nota-se que a instalação do regulador de tensão na barra 34 proporcionou melhor resultado à FT .

TABELA 5.2: RESULTADOS DA FT (%) E POSIÇÃO DO *TAP* NO CAMINHO CRÍTICO DA BARRA 36 ($p_v = 1,0$ E $p_p = 0,0$)

1	2	3	29	30	31	32	33	34	35	36
Violação de Tensão							95,05	93,26	Violação de Tensão	
							+4	+9		

2) Caminho crítico da Barra 66 (queda de tensão = 9,40%)

Na Tabela 5.3 indicam-se os resultados da função objetivo (FT) e posição do *tap* para o trecho de rede analisado com 23 barras até a subestação. Nota-se que a instalação do regulador de tensão na barra 9 proporcionou melhor resultado à FT .

TABELA 5.3: RESULTADOS DA FT (%) E POSIÇÃO DO TAP NO CAMINHO CRÍTICO DA BARRA 66 ($PV = 1,0$ E $PP = 0,0$)

55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66
72,92	72,92	70,86	65,10	Violação de Tensão							
+5	+5	+6	+10								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	54	
Violação de Tensão								48,30	49,25	75,05	
								+4	+4	+4	

A instalação do regulador de tensão na barra 9, conforme mostrado na tabela 5.3, resultou na eliminação do problema de queda de tensão no trecho do caminho crítico correspondente à barra 28, evitando assim a análise deste caminho.

3) Caminho crítico da Barra 47 (queda de tensão = 7,74%)

Na Tabela 5.4 indicam-se os resultados da função objetivo (FT) e posição do tap para o trecho de rede analisado com 15 barras até a subestação. Nota-se que a instalação do regulador de tensão na barra 42 proporcionou melhor resultado à FT .

TABELA 5.4: RESULTADOS DA FT (%) E POSIÇÃO DO TAP NO CAMINHO CRÍTICO DA BARRA 47 ($PV = 1,0$ E $PP = 0,0$)

1	2	3	4	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
Violação de Tensão						43,05	43,37	43,37	35,59	Violação de Tensão				
						+2	+2	+2	+9					

Na figura 5.4 ilustra-se a evolução da função objetivo técnica (FT) após as alocações dos reguladores de tensão na rede, nota-se que o método buscou o menor índice para FT até eliminar as violações de tensão na rede, propondo o número adequado de RT's a serem instalados.

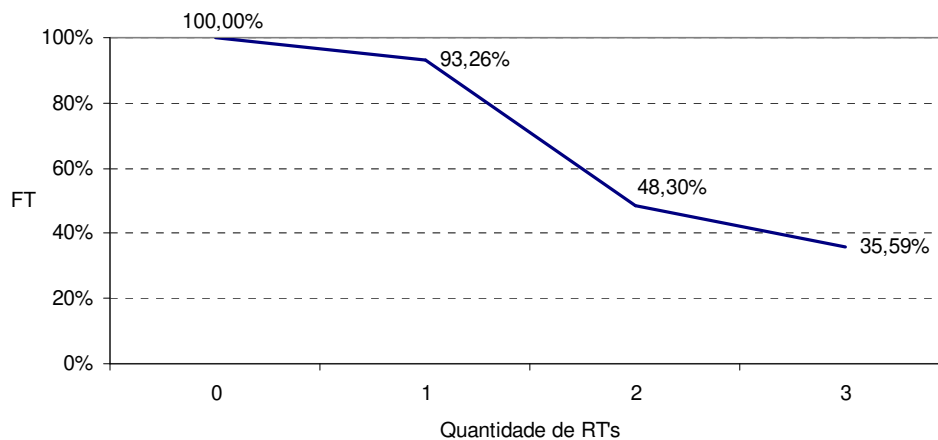


Fig. 5.4: Evolução da função objetivo (FT) para a condição $p_v = 1,0$ e $p_p = 0,0$

Na figura 5.5 ilustra-se a tela gráfica do aplicativo “*SisDist*” indicando os resultados do fluxo de carga após a execução da primeira parte do método (análise técnica). Observa-se em destaque (símbolo do RT com a respectiva posição do *tap*) as barras adequadas à instalação dos RT's.

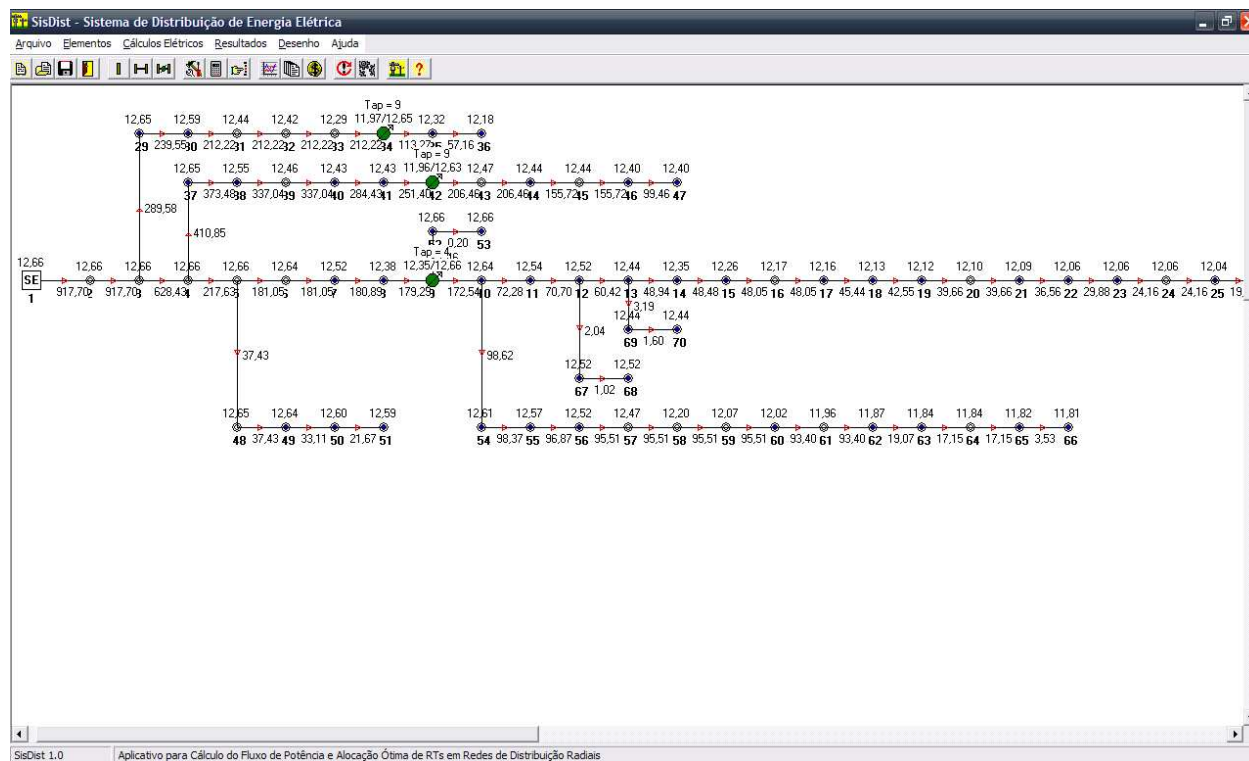


Fig. 5.5: Resultados da primeira parte do método ($p_v = 1,0$ e $p_p = 0,0$)

Na figura 5.6 apresenta-se o perfil de tensão em todas as barras do alimentador de distribuição de 70 barras após a execução da primeira parte do método. Em função dos RT's instalados nas barras 9, 34 e 42 com os respectivos *tap's* +4, +9 e +9, foram eliminadas as violações de tensão nas barras.

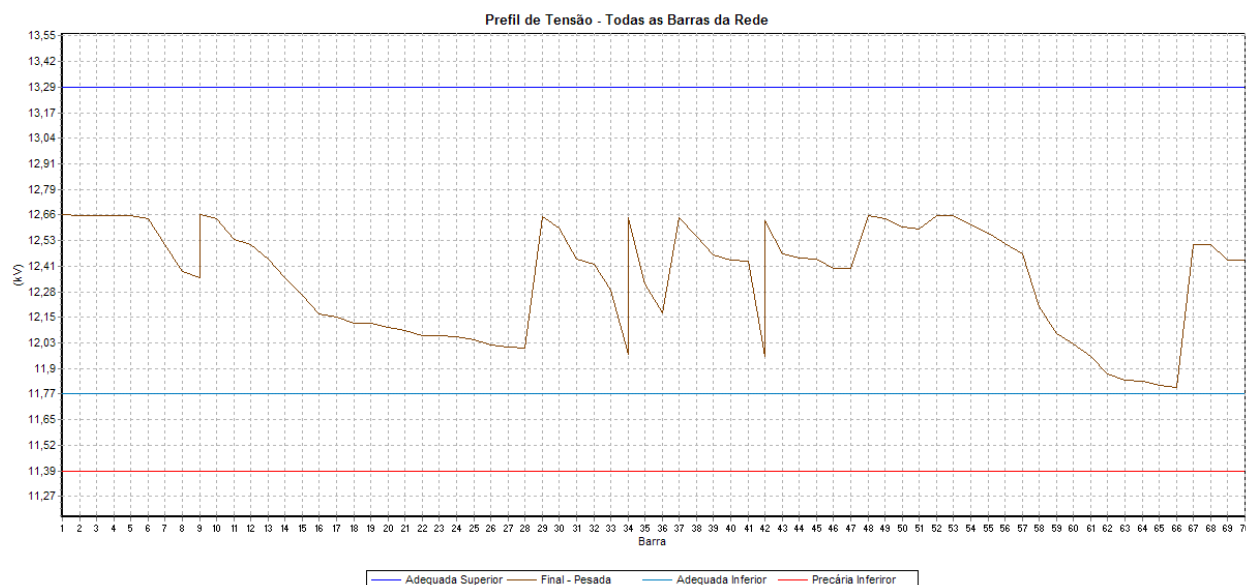


Fig. 5.6: Perfil de tensão da primeira parte do método ($p_v = 1,0$ e $p_p = 0,0$)

Parte II: Redução do número de RT's

Após determinadas as barras para alocar os RT's na rede (*Parte I*), são obtidos os caminhos possíveis (barras) para deslocamento dos RT's em direção à fonte sem ocorrer violação de tensão nas barras, assim, o vetor "*Path*" armazena as barras candidatas para cada regulador de tensão instalado, neste caso:

$$\text{Path}_1 = [34 \ 33]$$

$$\text{Path}_2 = [9]$$

$$\text{Path}_3 = [42 \ 41 \ 40 \ 39]$$

Na Tabela 5.5 indicam-se as barras e posição do *tap* para cada regulador de tensão instalado, caracterizando seu respectivo vetor “*Path*” (deslocamento dos RT’s em direção à fonte sem ocorrer violação de tensão nas barras).

TABELA 5.5: CARACTERÍSTICAS DO VETOR “*PATH*” PARA CADA RT ALOCADO NA REDE ($PV = 1,0$ E $PP = 0,0$)

Path ₁ = [34 33]									
34	33	32	31	30	29	3	2	1	
+9	+4	Violação de Tensão							
Path ₂ = [9]									
9	8	7	6	5	4	3	2	1	
+4	Violação de Tensão								
Path ₃ = [42 41 40 39]									
42	41	40	39	38	37	4	3	2	1
+9	+2	+2	+2	Violação de Tensão					

O método busca, dentre os pares de “*Path*” dos RT’s, uma barra comum para reduzir o número de RT’s instalados. Todavia, não existe nenhuma barra comum para esta configuração, assim, finaliza-se o processo, verificando dentre os vetores “*Path*” dos RT’s se existe uma melhora na função econômica (*FE*) analisando os resultados do RT nas barras disponíveis para o deslocamento sem que haja violação de tensão.

Neste caso, a solução encontrada na análise técnica, prevalece como sendo a melhor opção à rede de distribuição, com a instalação dos RT’s nas barras 9, 34 e 42 operando em carga pesada com os respectivos *tap*’s +4, +9 e +9.

- **Condição Técnica:** $pv = 0,0$ e $pp = 1,0$

Nesta análise considera-se somente a perdas ativas ($pp = 1,0$) na função objetivo técnica (4.13), almejando a minimização das perdas ativas na rede, evitando também, as violações de tensões nas barras (premissa principal do método proposto).

Parte I: Seleção, instalação e controle dos RT’s

Nesta etapa, verifica-se para cada caminho crítico qual barra proporcionou a melhor função objetivo (4.13) em função do fluxo de carga decorrente à instalação do RT.

1) Caminho crítico da Barra 36 (queda de tensão = 9,55%)

Na Tabela 5.6 indicam-se os resultados da função objetivo (*FT*) e posições do *tap* para o trecho de rede analisado com 11 barras até a subestação. Nota-se que a instalação do regulador de tensão na barra 34 proporcionou melhor resultado à *FT*.

TABELA 5.6: RESULTADOS DA *FT* (%) E POSIÇÃO DO *TAP* NO CAMINHO CRÍTICO DA BARRA 36 ($PV = 0,0$ E $PP = 1,0$)

1	2	3	29	30	31	32	33	34	35	36
Violação de Tensão							97,97	97,13	Violação de Tensão	
							+4	+9		

2) Caminho crítico da Barra 66 (queda de tensão = 9,40%)

Na Tabela 5.7 indicam-se os resultados da função objetivo (*FT*) e posições do *tap* para o trecho de rede analisado com 23 barras até a subestação. Nota-se que a instalação do regulador de tensão na barra 58 proporcionou melhor resultado à *FT*.

TABELA 5.7: RESULTADOS DA *FT* (%) E POSIÇÃO DO *TAP* NO CAMINHO CRÍTICO DA BARRA 66 ($PV = 0,0$ E $PP = 1,0$)

TABELA 5.7: RESULTADOS DA T1 (%) E POSIÇÃO DO TAP NO CRIMÍO CRÍTICO DA BARRAGEM (T1 = 0,0 E T1 = 1,0)											
55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66
95,75	95,76	95,52	94,60	Violação de Tensão							
+5	+5	+6	+10								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	54	
Violação de Tensão								95,43	95,44	96,01	
								+4	+4	+4	

3) Caminho crítico da Barra 47 (queda de tensão = 7,74%)

Na Tabela 5.8 indicam-se os resultados da função objetivo (*FT*) e posições do *tap* para o trecho de rede analisado com 15 barras até a subestação. Nota-se que a instalação do regulador de tensão na barra 42 proporcionou melhor resultado à *FT*.

TABELA 5.8: RESULTADOS DA FT (%) E POSIÇÃO DO TAP NO CAMINHO CRÍTICO DA BARRA 47 ($PV = 0,0$ E $PP = 1,0$)

1	2	3	4	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
Violação de Tensão						93,71	93,75	93,77	91,69	Violação de Tensão				
						+2	+2	+2	+9					

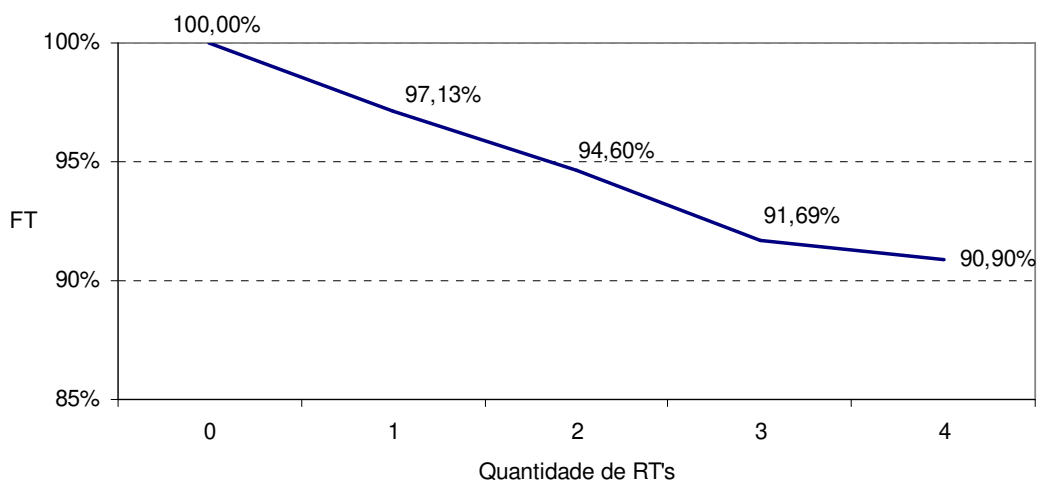
4) Caminho crítico da Barra 28 (queda de tensão = 7,82%)

Na Tabela 5.9 indicam-se os resultados da função objetivo (FT) e posições do *tap* para o trecho de rede analisado com 28 barras até a subestação. Nota-se que a instalação do regulador de tensão na barra 16 proporcionou melhor resultado à FT .

TABELA 5.9: RESULTADOS DA FT (%) E POSIÇÃO DO TAP NO CAMINHO CRÍTICO DA BARRA 28 ($PV = 0,0$ E $PP = 1,0$)

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
90,99	90,90	90,95	90,92	90,98	Violação de Tensão								
+9	+10	+10	+11	+11									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Violação de Tensão													91,07
													+8

Na figura 5.7 ilustra-se a evolução da função objetivo técnica (FT) após as alocações dos reguladores de tensão na rede. O método buscou o menor índice para FT até eliminar as violações de tensão na rede, propondo o número adequado de RT's a serem instalados.

Fig. 5.7: Evolução da função objetivo (FT) para a condição $pv = 0,0$ e $pp = 1,0$

Na figura 5.8 ilustra-se a tela gráfica do aplicativo “*SisDist*” indicando os resultados do fluxo de carga após a execução da primeira parte do método (análise técnica). Observa-se em destaque (símbolo do RT com posição do *tap*) as barras adequadas à instalação dos RT’s.

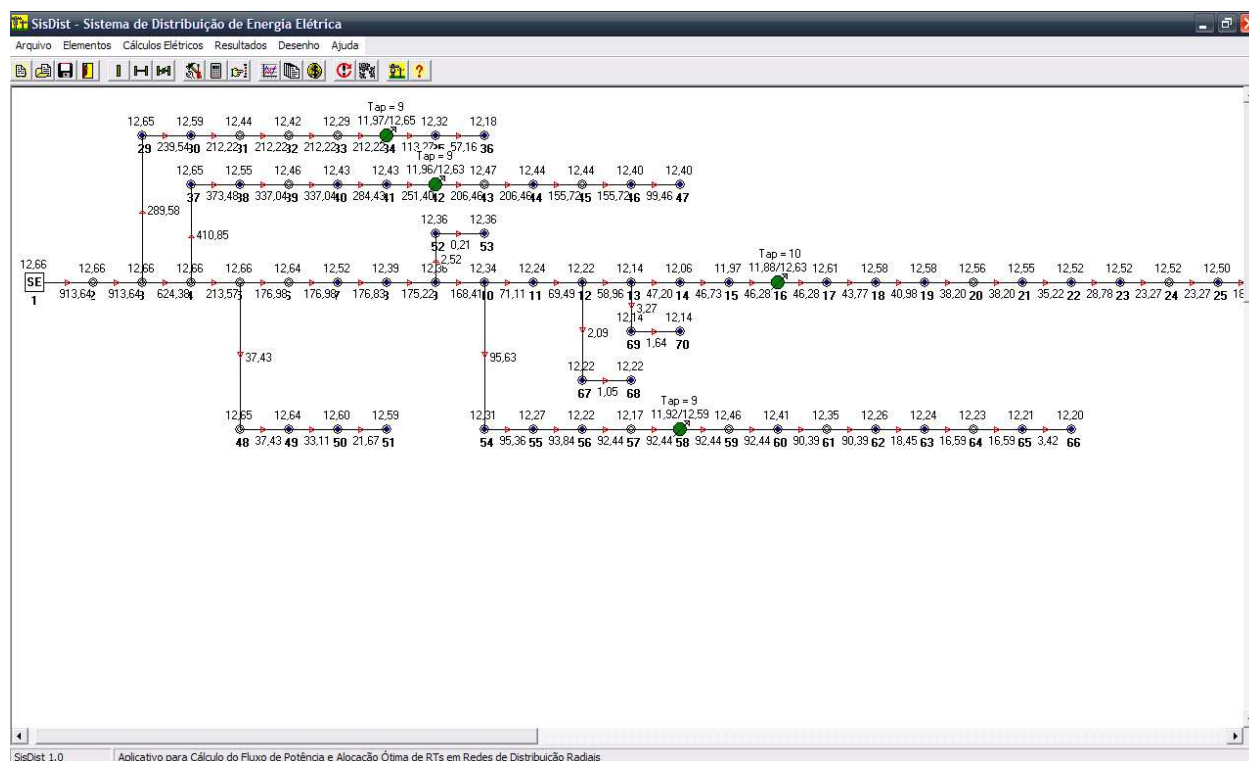


Fig. 5.8: Resultados da primeira parte do método ($p_v = 0,0$ e $p_p = 1,0$)

Na figura 5.9 apresenta-se o perfil de tensão em todas as barras da rede de distribuição 70 barras após a execução da primeira parte do método. Em função dos RT’s instalados nas barras 16, 34, 42 e 58 com os respectivos *tap*’s +10, +9, +9 e +9 eliminou-se as violações de tensão nas barras.

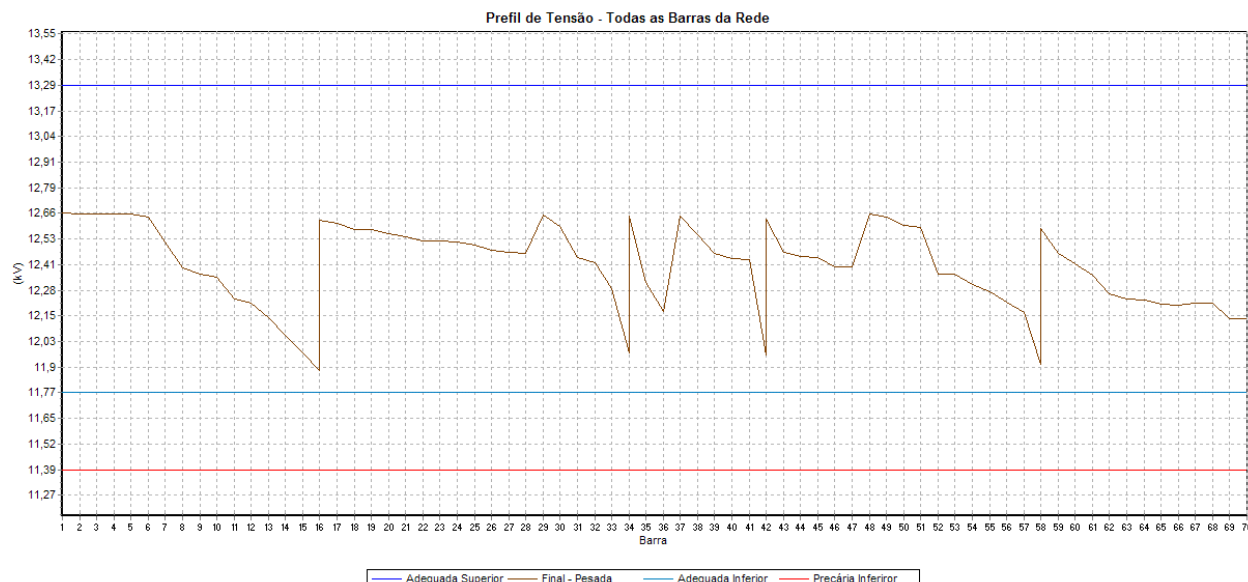


Fig. 5.9: Perfil de tensão da primeira parte do método ($p_v = 0,0$ e $p_p = 1,0$)

Nesta simulação foi proposta a alocação de quatro reguladores de tensão na rede, devido à necessidade de redução das correntes nos trechos e consequentemente a minimização das perdas na rede. Porém, maiores foram os custos com a instalação e manutenção dos RT's, sendo assim, necessário a aplicação da *Parte II* do algoritmo, buscando minimizar o número de RT's alocados.

Parte II: Redução do número de RT's

Após determinadas as barras para alocação dos RT's na rede (*Parte I*), são obtidos os caminhos possíveis (barras) para deslocamento dos RT's em direção à fonte sem ocorrer violação de tensão nas barras, assim, o vetor "*Path*" armazena as barras candidatas para cada regulador de tensão instalado, neste caso:

1º Análise:

$$\text{Path}_1 = [34 \ 33]$$

$$\text{Path}_2 = [58 \ 57 \ 56 \ 55 \ 54 \ \mathbf{10}]$$

$$\text{Path}_3 = [42 \ 41 \ 40 \ 39]$$

$$\text{Path}_4 = [16 \ 15 \ 14 \ 13 \ 12 \ 11 \ \mathbf{10} \ 9 \ 8]$$

Na Tabela 5.10 indicam-se as barras e posição do *tap* para cada regulador de tensão instalado na primeira análise, caracterizando seu respectivo vetor “*Path*” (deslocamento dos RT’s em direção à fonte sem ocorrer violação de tensão nas barras).

TABELA 5.10: CARACTERÍSTICAS DO VETOR “*PATH*” PARA CADA RT ALOCADO NA REDE - 1º LOOP ($PV = 0,0$ E $PP = I,0$)

Path ₁ = [34 33]															
34	33	32	31	30	29	3	2	1							
+9	+4	Violação de Tensão													
Path ₂ = [58 57 56 55 54 10]															
58	57	56	55	54	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	
+9	+6	+5	+5	+4	+4	Violação de Tensão									
Path ₃ = [42 41 40 39]															
42	41	40	39	38	37	4	3	2	1						
+9	+2	+2	+2	Violação de Tensão											
Path ₄ = [16 15 14 13 12 11 10 9 8]															
16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
+10	+9	+8	+6	+5	+5	+4	+3	+3	Violação de Tensão						

Nota-se uma barra comum nos “*Paths*” do par RT₂ e RT₄. Assim, instala-se um RT na barra 10 e remove-se os RT’s das barras 16 e 58. O processo é então repetido:

2º Análise:

$$\text{Path}_1 = [34 \ 33]$$

$$\text{Path}_2 = [10 \ 9]$$

$$\text{Path}_3 = [42 \ 41 \ 40 \ 39]$$

Na Tabela 5.11 indicam-se as barras e posição do *tap* para cada regulador de tensão instalado na segunda análise, caracterizando seu respectivo vetor “*Path*” (deslocamento dos RT’s em direção à fonte sem ocorrer violação de tensão nas barras).

TABELA 5.11: CARACTERÍSTICAS DO VETOR “*PATH*” PARA CADA RT ALOCADO NA REDE - 2º LOOP ($PV = 0,0$ E $PP = 1,0$)

Path ₁ = [34 33]									
34	33	32	31	30	29	3	2	1	
+9	+4	Violação de Tensão							
Path ₂ = [10 9]									
10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
+4	+4	Violação de Tensão							
Path ₃ = [42 41 40 39]									
42	41	40	39	38	37	4	3	2	1
+9	+2	+2	+2	Violação de Tensão					

Na segunda iteração do processo de redução, nota-se que não existe barra comum nos pares de “*Paths*” dos RT’s, finaliza-se o processo, verificando dentre os vetores “*Path*” dos RT’s se existe uma melhora na função econômica (*FE*) analisando os resultados do RT nas barras disponíveis para o deslocamento sem que haja violação de tensão. Neste caso, no vetor “*Path*₂” efetuando o deslocamento do RT da barra 10 para a barra 9 proporciona melhor resultado na *FE* dentre os vetores “*Path*” analisados. Assim, o segundo regulador de tensão (RT₂) será alocado na barra 9, operando com o tap +4 (Tabela 5.11).

Após a execução da *Parte II* do método proposto, uma nova solução propõe a instalação de três RT’s, sendo alocados nas barras 9, 34 e 42, e operando em carga pesada com os *tap*’s +4, +9 e +9, respectivamente.

Nas figuras 5.10 e 5.11 mostram-se, respectivamente, o diagrama final da rede e o perfil de tensões.

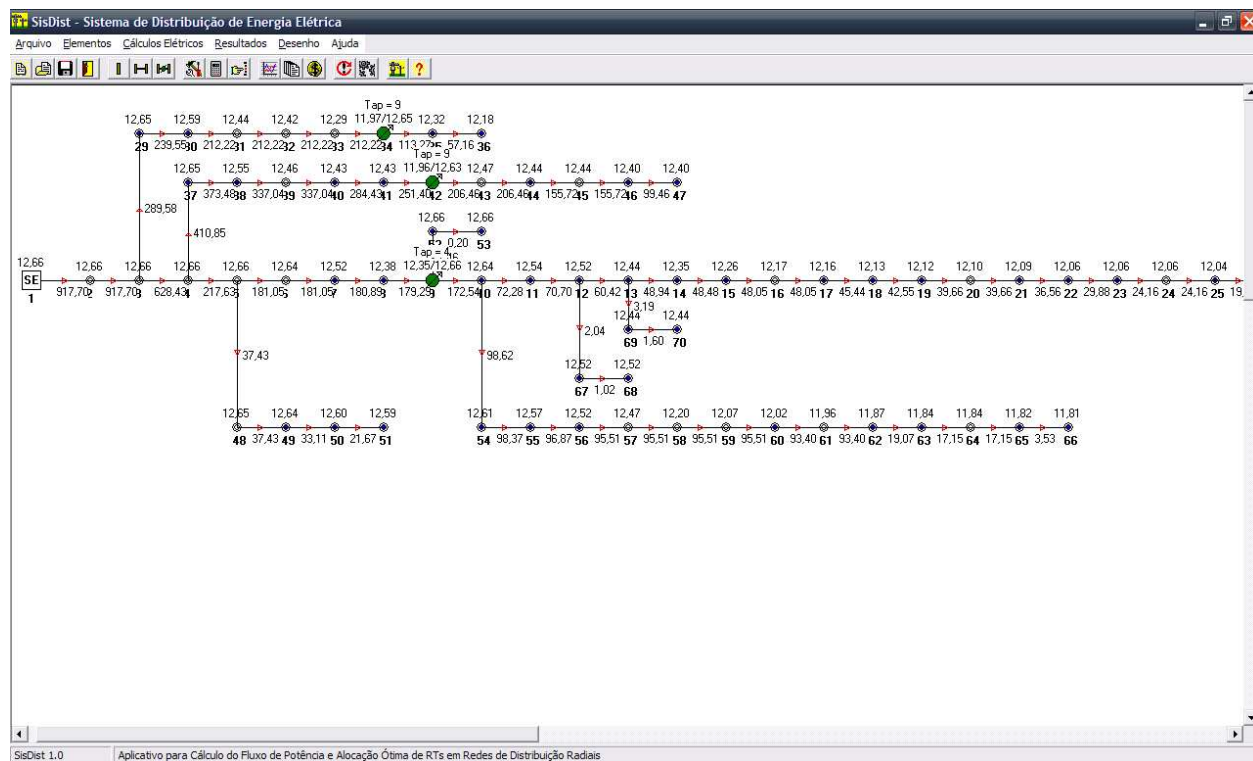


Fig. 5.10: Resultados da segunda parte do método ($p_v = 0,0$ e $p_p = 1,0$)

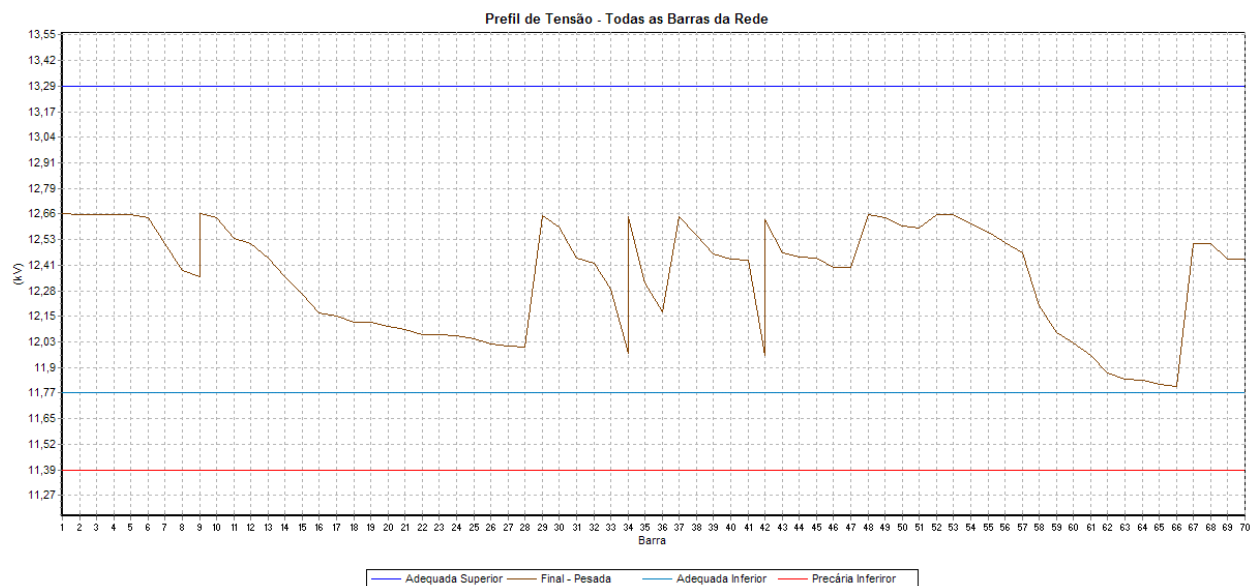


Fig. 5.11: Perfil de tensão da segunda parte do método ($p_v = 0,0$ e $p_p = 1,0$)

- **Condição Técnica:** $p_v = 0,5$ e $p_p = 0,5$

Nesta análise consideram-se ambas restrições na função objetivo técnica (4.13), ou seja, a minimização da queda de tensão (desvio de tensão em relação à tensão de referência) e a minimização das perdas ativas na rede.

De maneira análoga, o processo efetua a busca das barras mais indicadas para a instalação dos RT's na rede em função da solução de menor valor da função objetivo técnica (FT). Nesta simulação, os resultados obtidos foram os mesmos propostos para a condição técnica considerando somente a queda de tensão nas barras ($p_v = 1,0$ e $p_p = 0,0$).

Na tabela 5.12 mostram-se os resultados obtidos na *Parte I* do método desenvolvido para as três condições técnicas, como também, os resultados do fluxo de carga inicial da rede (sem RT's).

TABELA 5.12: RESULTADOS DA PARTE I PARA A REDE DE 70 BARRAS

Rede de 70 Barras	Estado Inicial	$p_v = 1,0$ $p_p = 0,0$	$p_v = 0,5$ $p_p = 0,5$	$p_v = 0,0$ $p_p = 1,0$
Perda Ativa Total (kW)	926,79	857,46	857,46	842,43
Perda Reativa Total (kVAr)	656,10	604,69	604,69	598,45
Carregamento Total (MVA)	20,67	20,12	20,12	20,03
QT máxima (%) / Barra Crítica	9,55 / 36	6,73 / 66	6,73 / 66	6,13 / 16
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	4	106	106	141
Barra do RT / Tap do RT	sem RT's	9 / +4 34 / +9 42 / +9	9 / +4 34 / +9 42 / +9	34 / +9 58 / +9 42 / +9 16 / +10

Analisando os resultados da tabela 5.12, nota-se que, na condição técnica ($p_v = 0,0$ e $p_p = 1,0$) ocorreu um número maior de iterações comparando com as outras condições, devido o processo ter efetuado mais fluxos de carga em função de verificação de quatro RT's na rede (caminhos críticos), nesta condição, verifica-se também, uma redução de 9,1% nas perdas ativas comparando com o estado inicial, conseqüentemente, redução no carregamento do alimentador.

Na condição técnica ($p_v = 0,5$ e $p_p = 0,5$) prevaleceu dominância na função objetivo técnica do fator de redução da queda de tensão, proporcionando neste caso, os mesmos resultados obtidos no processo da condição técnica ($p_v = 1,0$ e $p_p = 0,0$). Nestas situações, o algoritmo de alocação de reguladores (*Parte I*) resultou na utilização otimizada de três RT's na rede, resolvendo o problema de violação de tensão nas barras, como resultou numa queda de tensão de 6,73% no ponto mais crítico do alimentador.

Na tabela 5.12 observa-se que a queda de tensão máxima foi de 6,13% na situação em que priorizou-se a minimização das perdas ($p_v = 0,0$ e $p_p = 1,0$), enquanto que uma queda de tensão maior ocorreu quando priorizou-se a minimização da queda de tensão ($p_v = 1,0$ e $p_p = 0,0$). Isto se deve ao maior número (4) de RT's alocados na primeira situação. Note que este resultado refere-se à execução da Parte I do método proposto, ou seja, trata-se de um resultado preliminar. Vale também ressaltar que, a função objetivo técnica relacionada à minimização da queda de tensão, na verdade, leva em conta a somatória dos desvios de tensão de todas as barras em relação à tensão nominal da rede, e não minimiza o ponto resultante com a maior queda de tensão.

Na tabela 5.13 mostram-se os resultados finais obtidos após a *Parte II* do método proposto.

TABELA 5.13: RESULTADOS DA PARTE II PARA A REDE DE 70 BARRAS

Rede de 70 Barras	Estado Inicial	$p_v = 1,0$ $p_p = 0,0$	$p_v = 0,5$ $p_p = 0,5$	$p_v = 0,0$ $p_p = 1,0$
Perda Ativa Total (kW)	926,79	857,46	857,46	857,46
Perda Reativa Total (kVAr)	656,10	604,69	604,69	604,69
Carregamento Total (MVA)	20,67	20,12	20,12	20,12
QT máxima (%) / Barra Crítica	9,55 / 36	6,73 / 66	6,73 / 66	6,73 / 66
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	4	166	166	320
Barra do RT / Tap do RT	sem RT's	9 / +4 34 / +9 42 / +9	9 / +4 34 / +9 42 / +9	9 / +4 34 / +9 42 / +9

Analisando os resultados da tabela 5.13, nota-se que, na condição técnica ($p_v = 0,0$ e $p_p = 1,0$) ocorreu redução no número de reguladores de tensão para três, desta forma, houve melhora

no aspecto econômico, porém no aspecto técnico, houve aumento das perdas ativas no alimentador, neste caso, em função da realização do processo de redução no número de RT's (*Parte II*), justificando assim, o aumento no número de iterações dos fluxos de carga.

Nas outras situações, não houve melhora na configuração após a *Parte II*, prevalecendo assim, os mesmos resultados obtidos na *Parte I* (instalação de três RT's na rede).

Na tabela 5.13 observa-se que nas três condições técnicas analisadas, proporcionaram os mesmos resultados finais em função das alocações dos RT's nas barras 9, 34 e 42, e operando em carga pesada com os *tap's* +4, +9 e +9, respectivamente.

Para sintetizar a análise econômica, inicialmente, o custo anual com as perdas ativas na rede era de R\$ 5.775,73 e após aplicar o método proposto, o custo final foi de R\$ 5.343,69, correspondendo ao lucro de R\$ 432,04, representando 7,5% de economia anual com redução média de perdas ativas em função das alocações dos três RT's na rede.

Vale ressaltar, que nestas simulações o tempo máximo de execução do processo completo na CPU não ultrapassou 1s utilizando um *AMD – Athon 64 Mobile 1.8 GHz*.

Comparação do Método

Para a comparação do método proposto com o método apresentado em [6], consideram-se os fatores $p_v = 1,0$ e $p_p = 0,0$ na função objetivo técnica (4.13), com o intuito de minimizar o problema da queda de tensão na rede.

Na tabela 5.14 apresentam-se os resultados obtidos na “*Parte I*” (análise técnica) em ambos os métodos, nota-se que o método proposto apresentou uma solução utilizando um número menor de reguladores de tensão. Além disso, as posições indicadas para a instalação dos RT’s proporcionaram *tap*’s menores se comparados com o método do artigo de Safigianni e Salis [6].

TABELA 5.14: COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PARA A REDE DE 70 BARRAS - PARTE I

Rede de 70 Barras	Estado Inicial	Método Proposto	Método do Artigo [6]
Perda Ativa Total (kW)	926,79	857,46	828,89
Perda Reativa Total (kVAr)	656,10	604,69	586,25
Carregamento Total (MVA)	20,67	20,12	19,92
QT máxima (%) / Barra Crítica	9,55 / 36	6,73 / 66	6,76 / 59
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	4	106	20
Barra do RT / Tap do RT	sem RT’s	9 / +4 34 / +9 42 / +9	34 / +9 20 / +12 59 / +12 43 / +12

Nesta simulação, o método apresentado em [6] resultou em menores perdas ativas, devido a utilização de quatro RT’s, conseqüentemente, melhorou as condições de carregamento do alimentador, e em função da característica do método, utilizou menor número de iterações decorrentes dos fluxos de carga realizados. Ressalta-se que este método não efetua a análise técnica nos caminhos críticos, o que justifica o número maior de fluxos de carga no método proposto.

Após a execução da “*Parte II*” (redução do número de RT’s) do método de [6], ocorreu a redução de um RT comparado com a configuração inicial, atendendo aos critérios econômicos. Assim, uma comparação dos resultados com os obtidos pelo método proposto, mostram que os pontos indicados para a instalação dos RT’s são coerentes.

Na tabela 5.15 apresentam-se os resultados obtidos na “*Parte II*” (análise econômica). Nota-se que no caso do método proposto não houve redução no número de RT’s, prevalecendo os mesmos resultados obtidos na “*Parte I*”. Em função da redução de RT’s pelo método do artigo [6], ocorreram mais iterações (fluxos de carga realizados), como também, aumento nas perdas ativas e carregamento obtidos anteriormente (*Parte I*).

TABELA 5.15: COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PARA A REDE DE 70 BARRAS - PARTE II

Rede de 70 Barras	Estado Inicial	Método Proposto	Método do Artigo [6]
Perda Ativa Total (kW)	926,79	857,46	850,00
Perda Reativa Total (kVAr)	656,10	604,69	595,10
Carregamento Total (MVA)	20,67	20,12	20,04
QT máxima (%) / Barra Crítica	9,55 / 36	6,73 / 66	6,74 / 43
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	4	166	172
Barra do RT / Tap do RT	sem RT’s	9 / +4	10 / +4
		34 / +9	34 / +9
		42 / +9	43 / +12

Na figura 5.12 apresentam-se os perfil de tensão obtidos no processo final de alocação de reguladores de tensão para ambos os métodos, como também, para o estado inicial da rede de distribuição de 70 barras. Nota-se que em ambos perfis de tensão finais não ocorreram violações de tensões nas barras.

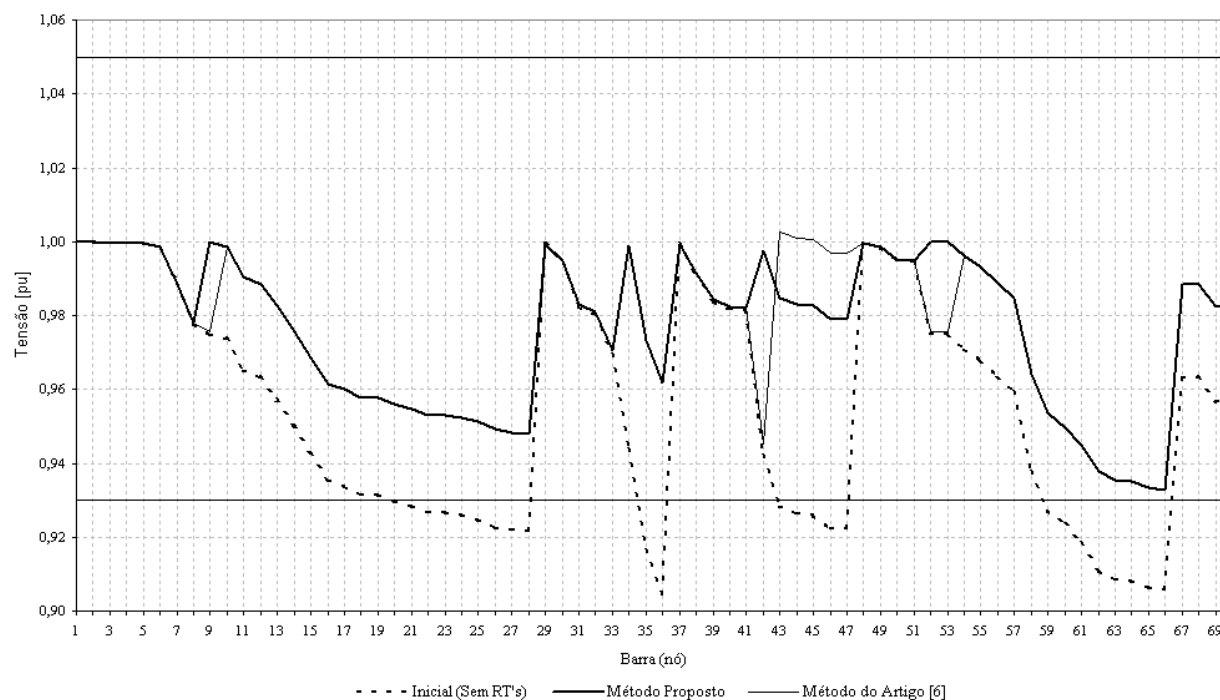


Fig. 5.12: Perfil de tensão - comparação dos métodos com o estado inicial

Portanto, a comparação mostrou que o método proposto proporcionou resultados coerentes e confiáveis, além de indicar os pontos para a alocação dos reguladores de tensão que operariam com *tap's* menores, favorecendo assim um possível aumento de carga, isso significaria na prática, uma previsão de crescimento de carga do alimentador.

5.3 Rede de Distribuição de 136 Barras

Os dados da rede de distribuição de 136 barras [20] são apresentados no apêndice A.2 e o diagrama unifilar na figura 5.13.

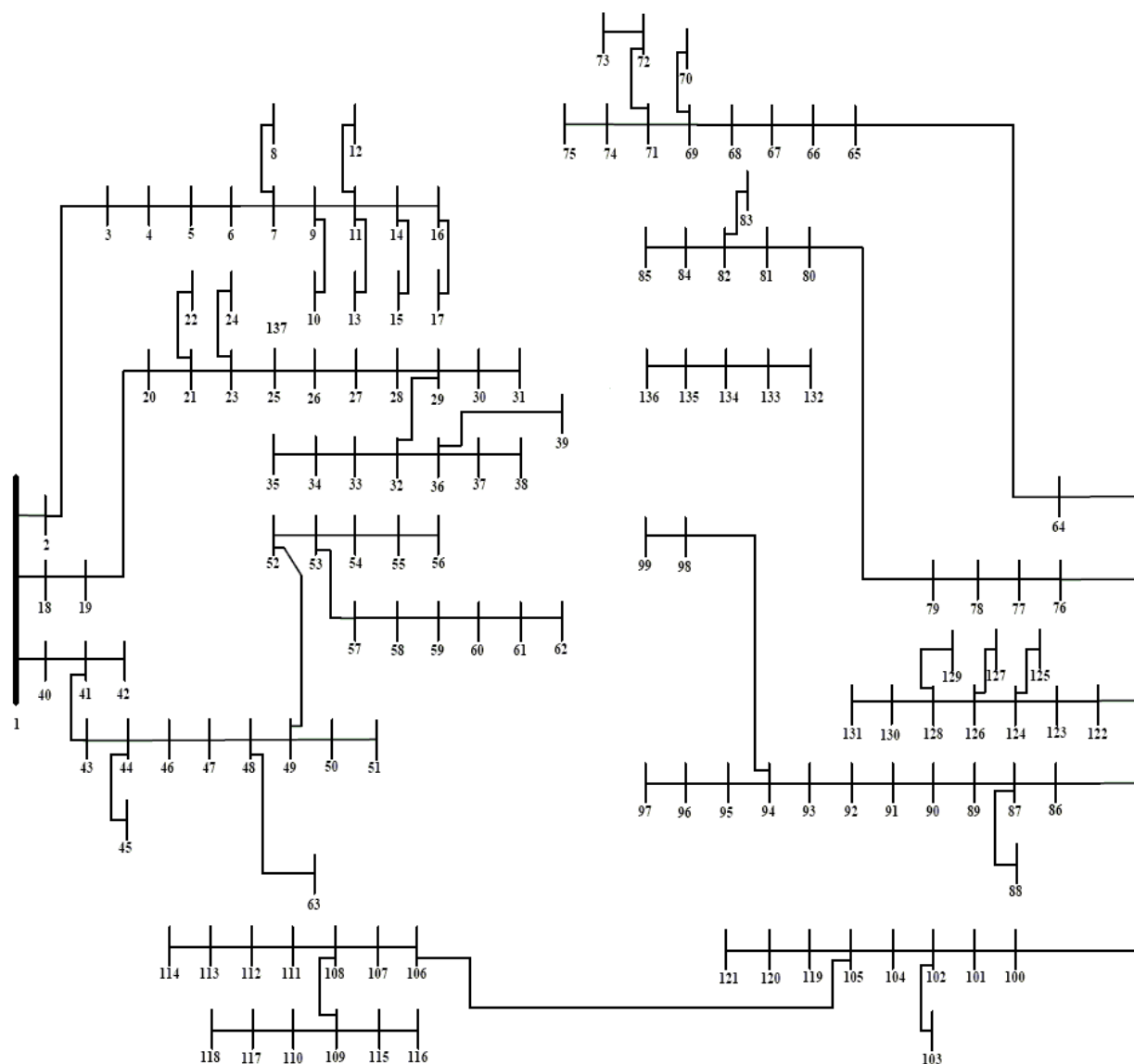


Fig. 5.13: Diagrama unifilar da rede de distribuição de 136 barras

O alimentador da figura 5.13 corresponde à parte do sistema de distribuição da concessionária de energia elétrica *ELEKTRO*, localizado na cidade de *Três Lagoas - MS* [20] operando na tensão nominal de 13,8kV. Os valores de carga apresentados no apêndice A.2 representam uma situação de carga pesada (configuração do alimentador e valores das cargas utilizados da década de 90). A situação de carga leve foi considerada como 30% do valor correspondente a carga pesada. Assim, em função dos resultados obtidos para a situação de “carga pesada” (alocação do RT’s na rede), minimizando a queda de tensão, possibilita-se a análise dos RT’s (posições dos *tap*’s) para a condição de “carga leve”.

Nas tabelas 5.16 e 5.17 apresentam-se respectivamente os resultados para as condições de carga pesada e leve, aplicando o método proposto de alocação ótima de reguladores de tensão para ambas as condições técnicas (minimização da queda de tensão e/ou das perdas ativas).

TABELA 5.16: RESULTADOS PARA A REDE DE 136 BARRAS EM CARGA PESADA

Rede de 136 Barras (Carga Pesada)	Estado Inicial	$p_v = 1,0$ $p_p = 0,0$	$p_v = 0,5$ $p_p = 0,5$	$p_v = 0,0$ $p_p = 1,0$
Perda Ativa Total (kW)	320,25	310,43	310,43	310,43
Perda Reativa Total (kVAr)	702,62	680,51	680,51	680,51
Carregamento Total (MVA)	20,54	20,39	20,39	20,39
QT máxima (%) / Barra Crítica	6,93 / 118	4,53 / 105	4,53 / 105	4,53 / 105
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	4	137	137	137
Barra do RT / Tap do RT	sem RT’s	105 / +7	105 / +7	105 / +7

TABELA 5.17: RESULTADOS PARA A REDE DE 136 BARRAS EM CARGA LEVE

Rede de 136 Barras (Carga Leve)	Estado Inicial	$p_v = 1,0$ $p_p = 0,0$	$p_v = 0,5$ $p_p = 0,5$	$p_v = 0,0$ $p_p = 1,0$
Perda Ativa Total (kW)	27,31	27,09	27,09	27,09
Perda Reativa Total (kVAr)	59,90	59,39	59,39	59,39
Carregamento Total (MVA)	6,04	6,02	6,02	6,02
QT máxima (%) / Barra Crítica	1,95 / 118	1,31 / 105	1,31 / 105	1,31 / 105
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	3	3	3	3
Barra do RT / Tap do RT	sem RT’s	105 / +2	105 / +2	105 / +2

Nas figuras 5.14 e 5.15 apresentam-se os perfis de tensão (em todas as barras) para as condições de carga pesada e leve, respectivamente, obtidos na situação inicial (sem os RT's instalados) e final (após a aplicação do método proposto de alocação ótima dos RT's).

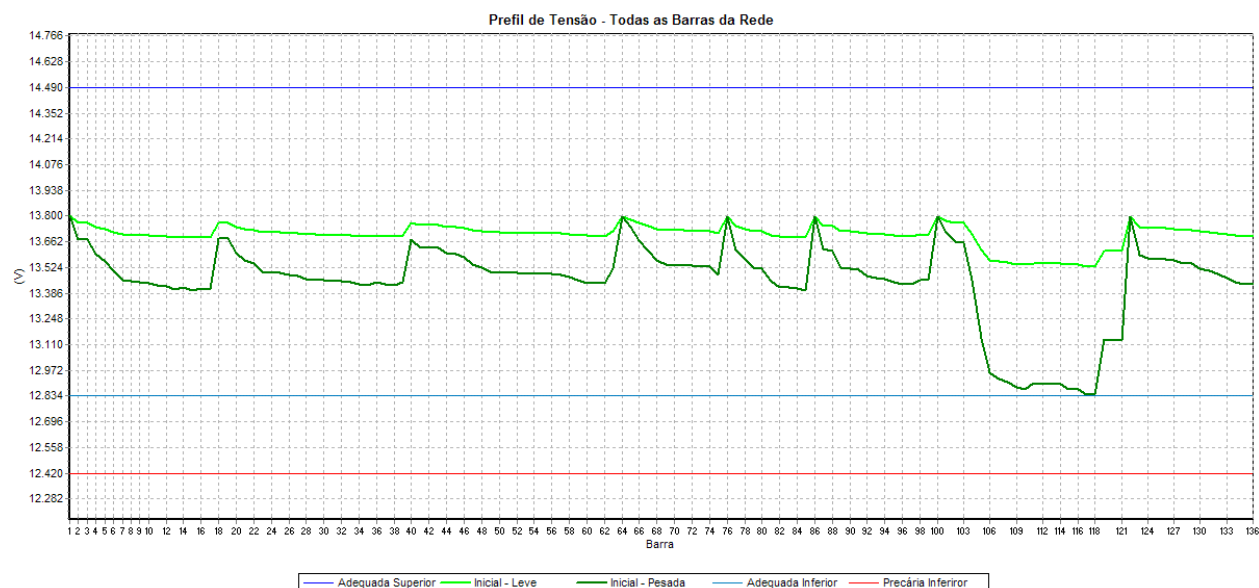


Fig. 5.14: Perfis de tensão iniciais (carga pesada e leve) da rede de distribuição de 136 barras

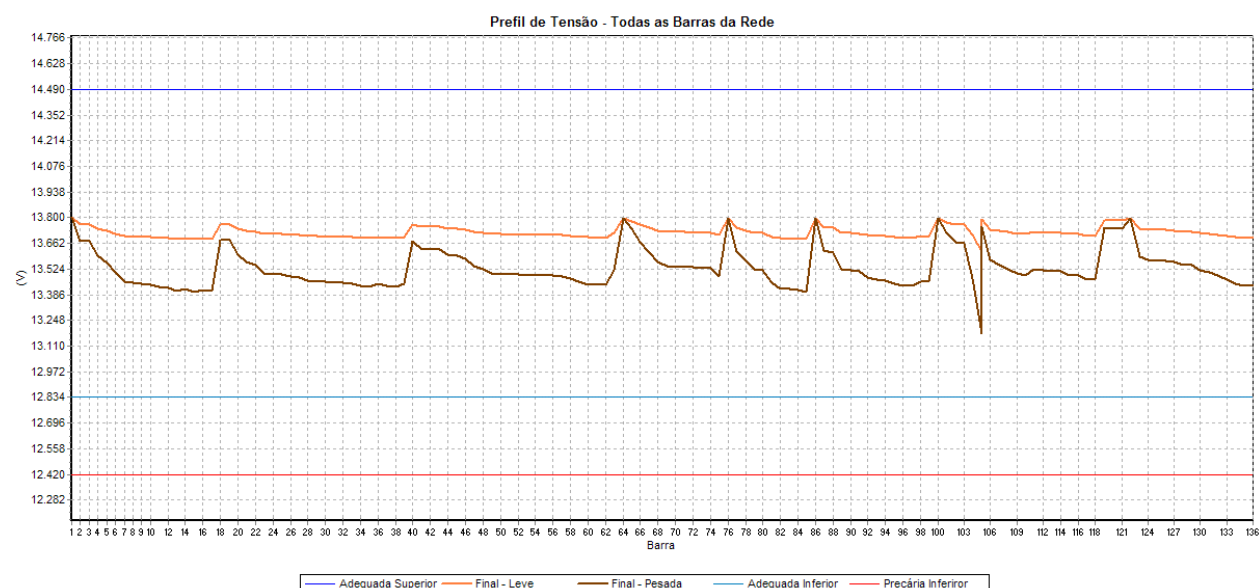


Fig. 5.15: Perfis de tensão finais (carga pesada e leve) da rede de distribuição de 136 barras

Analisando os resultados apresentados na tabela 5.16, nota-se que, independentemente da condição técnica aplicada ao método proposto, obteve-se os mesmos resultados, sendo indicada a instalação de um RT na barra 105, operando em carga pesada com *tap* +7, reduzindo para 4,53% a maior queda de tensão na rede, consequentemente, proporcionando redução nas perdas e carregamento do alimentador. Na condição de carga leve, o regulador proposto opera no *tap* +2 (tabela 5.17).

Na figura 5.16 apresentam-se os perfis de tensão do caminho crítico do alimentador, representado pelo trecho de rede da barra 118 até a subestação (barra 1).

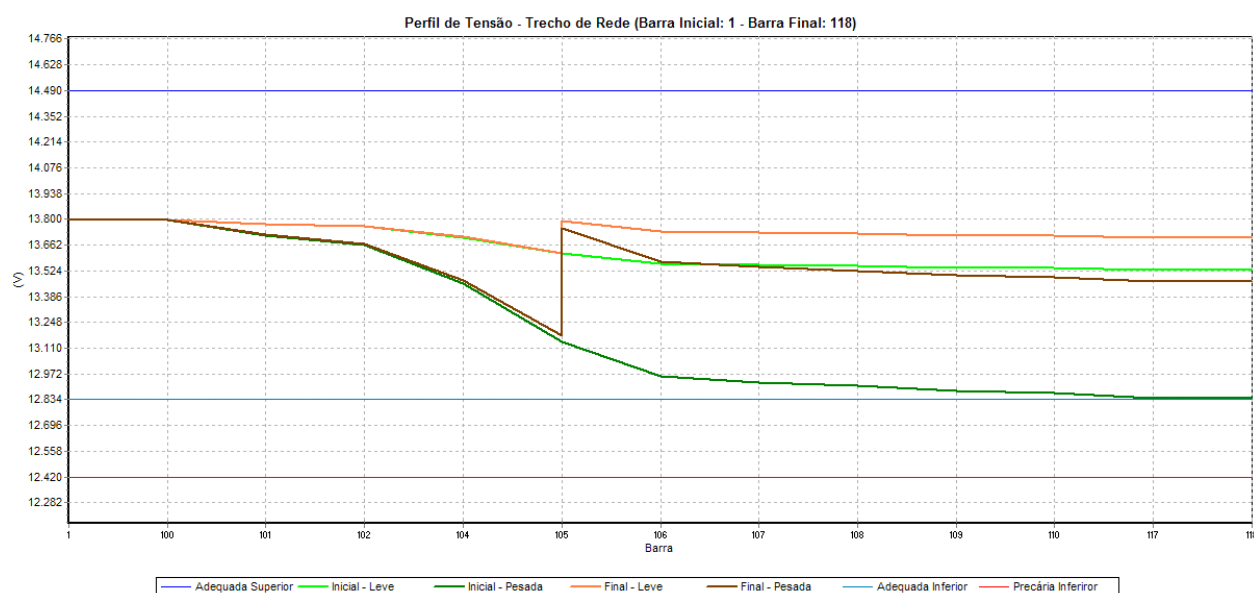


Fig. 5.16: Perfis de tensão inicial e final (carga leve e pesada) do caminho crítico

Para sintetizar a análise econômica, inicialmente, o custo anual com as perdas ativas na rede era de R\$ 1.995,82 e após aplicar o método proposto, o custo final foi de R\$ 1.934,62, correspondendo ao lucro de R\$ 61,19, representando 3,1% de economia anual com redução média de perdas ativas em função da alocação do RT na rede.

5.4 Rede de Distribuição de 202 Barras

Os dados da rede de distribuição de 202 barras [21] são apresentados no apêndice A.3 e o diagrama unifilar na figura 5.17.

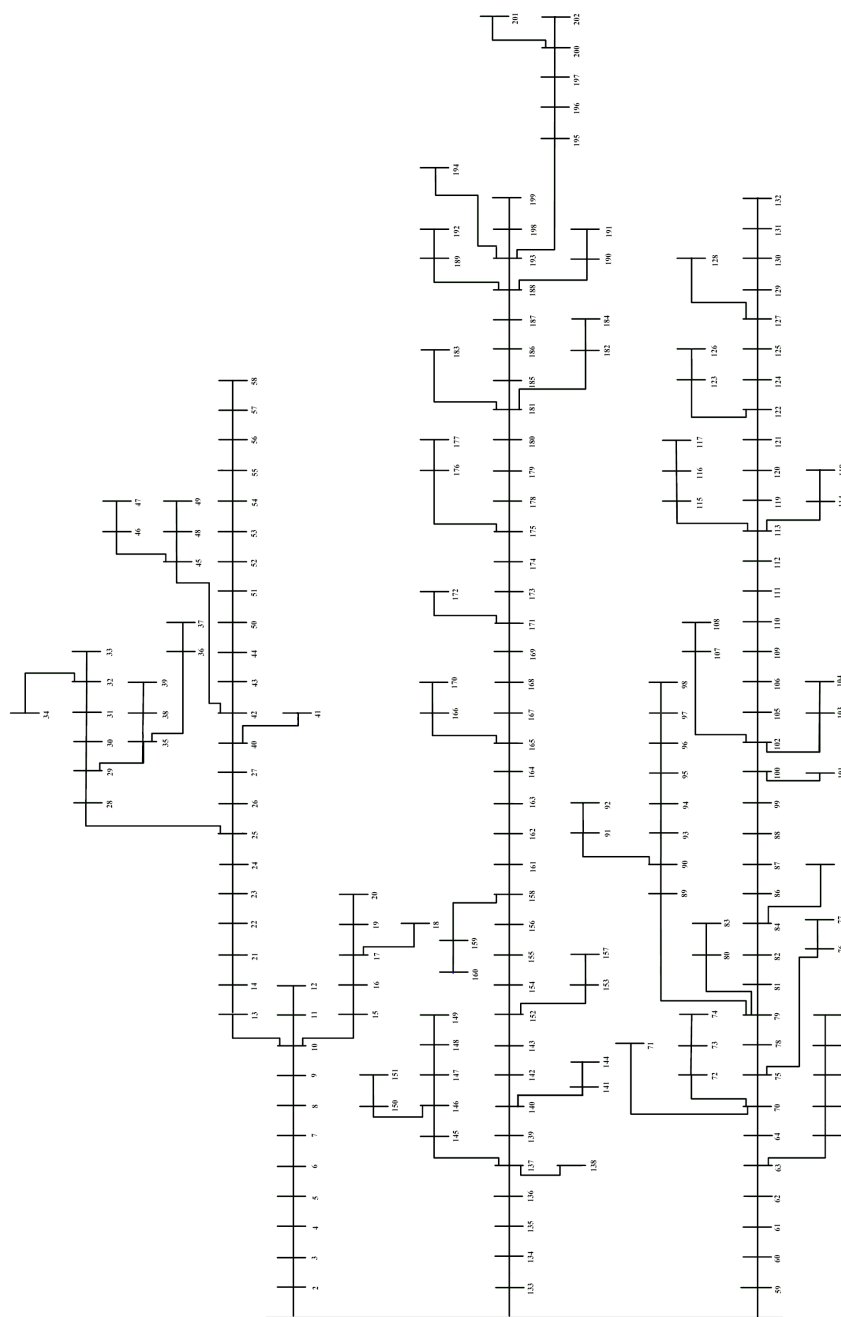


Fig. 5.17: Diagrama unifilar da rede de distribuição de 202 barras

O alimentador da figura 5.17 corresponde a parte do sistema de distribuição da concessionária de energia elétrica *ELEKTRO*, localizado na cidade de *Guarujá - SP* [21] operando na tensão nominal de 13,8kV. Os valores das cargas apresentadas no apêndice A.3 correspondem a uma situação de *carga leve*. Para a situação de *carga pesada*, multiplicou-se os valores das cargas por 2,5, com o intuito de provocar violações de tensão em vários pontos do alimentador. Assim, em função dos resultados obtidos para a situação de “*carga pesada*” (alocação do RT’s na rede), minimizando o problema de queda de tensão, possibilita-se a análise dos RT’s (posições dos *tap’s*) para a condição de “*carga leve*”.

Na figura 5.18 apresentam-se os perfis de tensão (em todas as barras) para as condições de carga pesada e leve obtidos na situação inicial (sem os RT’s instalados).

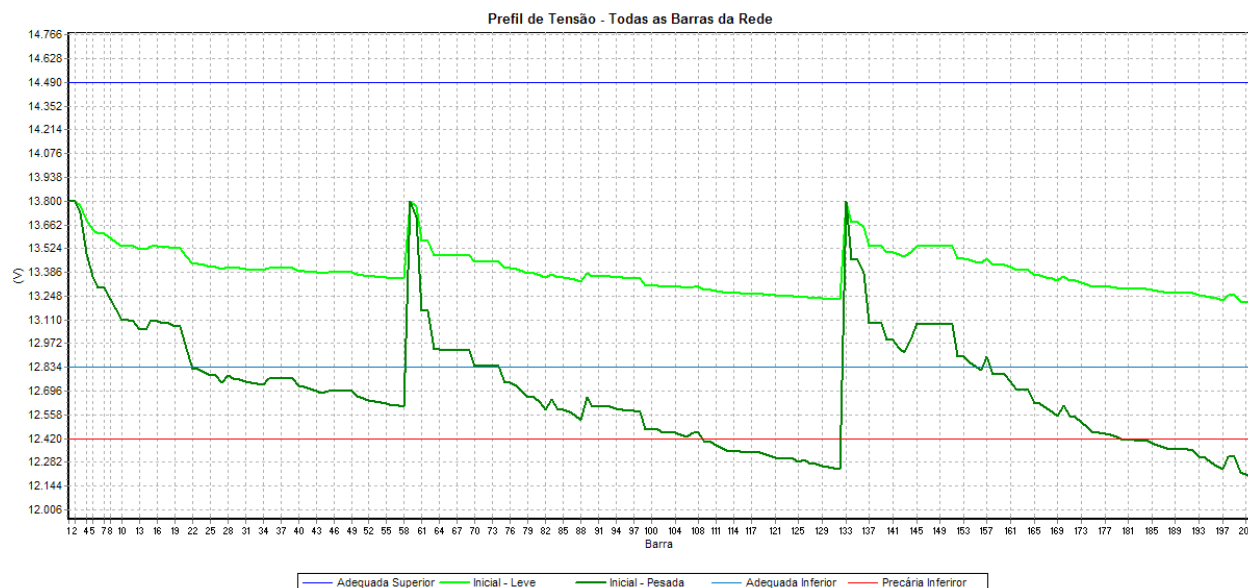


Fig. 5.18: Perfis de tensão iniciais (carga pesada e leve) da rede de distribuição de 202 barras

Nota-se na figura 5.18 a existência de três caminhos críticos no alimentador em “*carga pesada*”, ocorrendo nas barras terminais 58, 132 e 202, com as quedas de tensão, 8,62%, 11,30% e 11,63% respectivamente.

Nas tabelas 5.18 e 5.19 apresentam-se respectivamente os resultados para as condições de carga pesada e leve, aplicando o método proposto de alocação ótima de reguladores de tensão para ambas as condições técnicas (minimização da queda de tensão e/ou das perdas ativas).

TABELA 5.18: RESULTADOS PARA A REDE DE 202 BARRAS EM CARGA PESADA

Rede de 202 Barras (Carga Pesada)	Estado Inicial	$p_v = 1,0$ $p_p = 0,0$	$p_v = 0,5$ $p_p = 0,5$	$p_v = 0,0$ $p_p = 1,0$
Perda Ativa Total (kW)	3922,54	3462,98	3450,81	3441,64
Perda Reativa Total (kVAr)	8945,36	7897,34	7870,90	7850,30
Carregamento Total (MVA)	89,49	84,24	84,13	84,06
QT máxima (%) / Barra Crítica	11,63 / 202	5,94 / 143	6,44 / 155	6,44 / 155
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	5	299	313	511
Barra do RT / Tap do RT	sem RT's	143 / +10 63 / +9 9 / +7	155 / +11 63 / +9 9 / +7	155 / +11 63 / +9 21 / +9

TABELA 5.19: RESULTADOS PARA A REDE DE 202 BARRAS EM CARGA LEVE

Rede de 202 Barras (Carga Leve)	Estado Inicial	$p_v = 1,0$ $p_p = 0,0$	$p_v = 0,5$ $p_p = 0,5$	$p_v = 0,0$ $p_p = 1,0$
Perda Ativa Total (kW)	551,85	532,51	530,20	529,19
Perda Reativa Total (kVAr)	1258,45	1214,24	1209,18	1206,94
Carregamento Total (MVA)	33,65	33,07	33,01	32,98
QT máxima (%) / Barra Crítica	4,29 / 202	2,37 / 202	2,49 / 155	2,49 / 155
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	3	3	4	4
Barra do RT / Tap do RT	sem RT's	143 / +3 63 / +3 9 / +2	155 / +4 63 / +3 9 / +2	155 / +4 63 / +3 21 / +3

Nas figuras 5.19, 5.20 e 5.21 apresentam-se os perfis de tensão (em todas as barras) para as condições de carga pesada e leve, obtidos na situação final (após a aplicação do método proposto de alocação ótima dos RT's), respectivamente para as condições técnicas: restrição de queda de tensão, ambas as restrições, e restrição das perdas ativas.

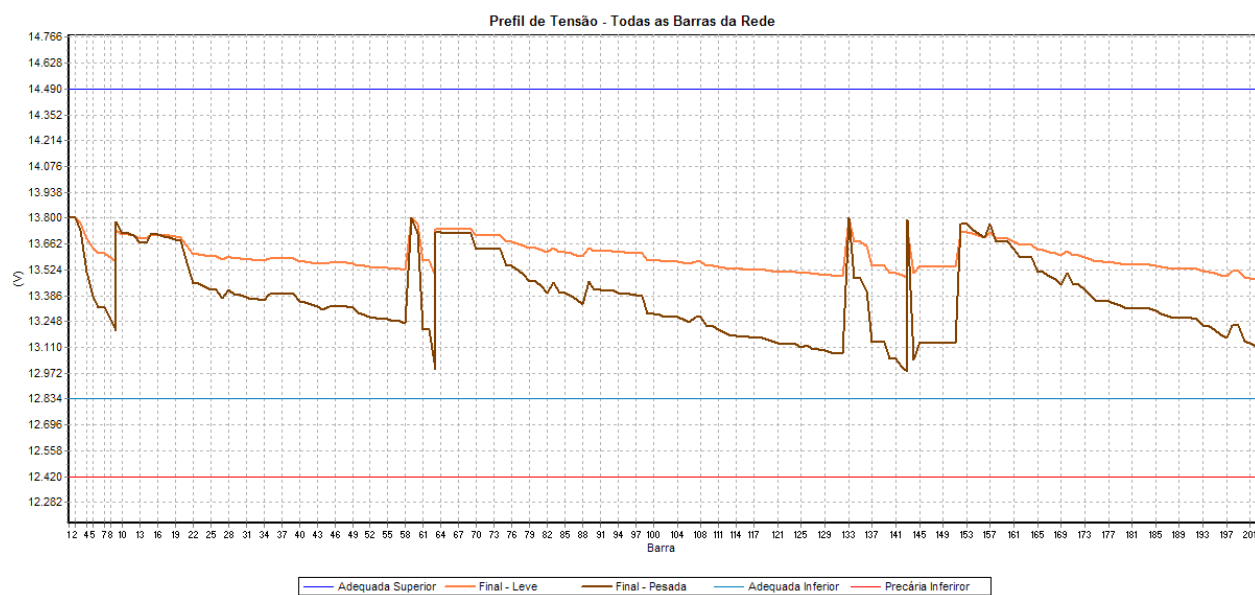


Fig. 5.19: Perfis de tensão finais (carga pesada e leve) da rede de 202 barras ($p_v = 1,0$ e $p_p = 0,0$)

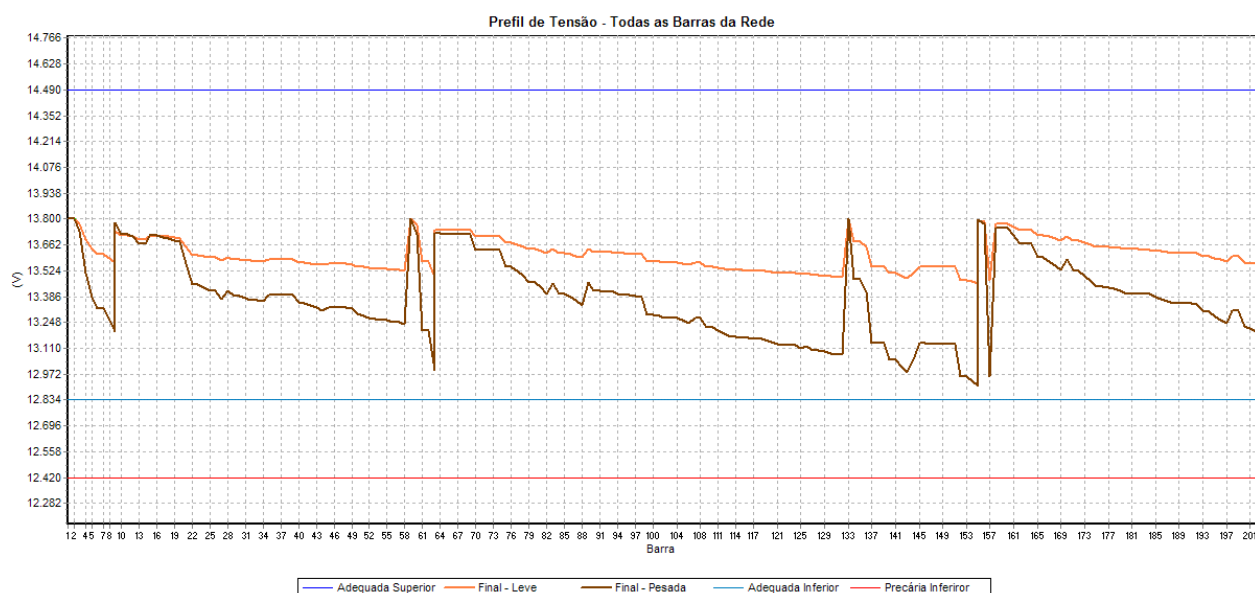


Fig. 5.20: Perfis de tensão finais (carga pesada e leve) da rede de 202 barras ($p_v = 0,5$ e $p_p = 0,5$)

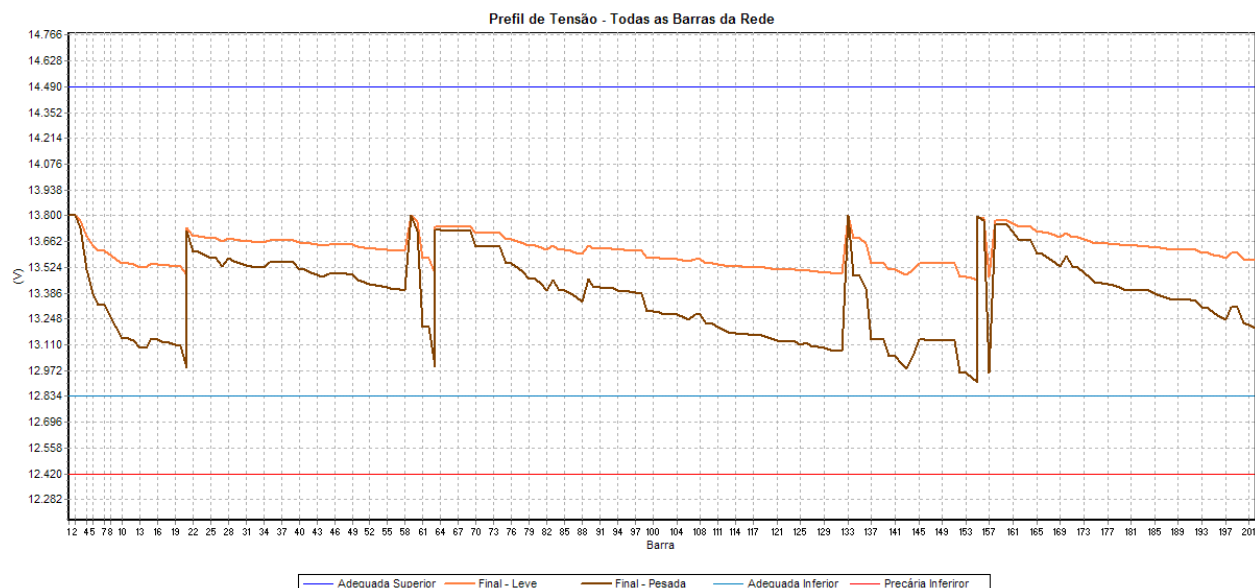


Fig. 5.21: Perfis de tensão finais (carga pesada e leve) da rede de 202 barras ($p_v = 0,0$ e $p_p = 1,0$)

Analisando os resultados apresentados na tabela 5.18, nota-se que, independentemente da condição técnica aplicada ao método proposto, obteve-se redução no carregamento do alimentador em aproximadamente 6%, constatando melhora no perfil de tensão nas barras e conseqüentemente, redução nas correntes nos trechos de rede.

Na situação de “carga pesada”, o método proposto utilizando a restrição de queda de tensão, resultou na instalação de três RT’s nas barras 143, 63 e 9, operando com os respectivos *tap’s* +10, +9 e +7, proporcionando uma redução de 11,7% nas perdas elétricas da rede e obtendo uma máxima queda de tensão de 5,94% na barra 143 (lado fonte do RT). Comparando com as outras condições de restrição da função objetivo técnica, o método propôs a melhor configuração da rede (alocação dos RT’s) para minimizar o problema de tensão, obtendo o menor índice de queda de tensão, conseqüentemente, melhor configuração do sistema, priorizando o nível de tensão nas barras.

Na condição de priorizar a minimização das perdas elétricas na rede, o método propôs a instalação também de três RT’s, porém em outras barras 155, 63 e 21 operando com os respectivos *tap’s* +11, +9 e +9, proporcionando uma redução de 12,3% nas perdas elétricas da rede e obtendo uma máxima queda de tensão de 6,44% na barra 155 (lado fonte do RT), nota-se comparando com as outras condições de restrição, que o método propôs a melhor configuração da

rede (alocação dos RT's) para obter o menor índice de perdas ativas nos trechos da rede, conseqüentemente, redução no carregamento do alimentador.

Utilizando ambas as restrições na função objetivo técnica, o método propôs a instalação também de três RT's, porém em outras barras 155, 63 e 9 operando com os respectivos *tap's* +11, +9 e +7, proporcionando uma redução de 12,0% nas perdas elétricas da rede e obtendo uma máxima queda de tensão de 6,44% na barra 155 (lado fonte do RT).

Para sintetizar a análise econômica, inicialmente, o custo anual com as perdas ativas na rede era de R\$ 24.445,25 e após aplicar o método proposto, o custo final foi de R\$ 21.581,31, correspondendo ao lucro de R\$ 2.863,93, representando 11,7% de economia anual com redução média de perdas ativas em função das alocações dos três RT's na rede.

Através das simulações com a rede de 202 barras, conclui-se que a instalação de reguladores de tensão próximos às subestações proporciona melhora significativa no perfil de tensão da rede, comparado com a alocação dos RT's próximos às cargas terminais (pontos com maior carregamento), que minimiza as perdas de potência elétrica na rede.

5.5 Rede de Distribuição de 400 Barras

Os dados da rede de distribuição de 400 barras [22] são apresentados no apêndice A.4 e o diagrama unifilar (painel sinótico “topologia real do alimentador”) na figura 5.22.

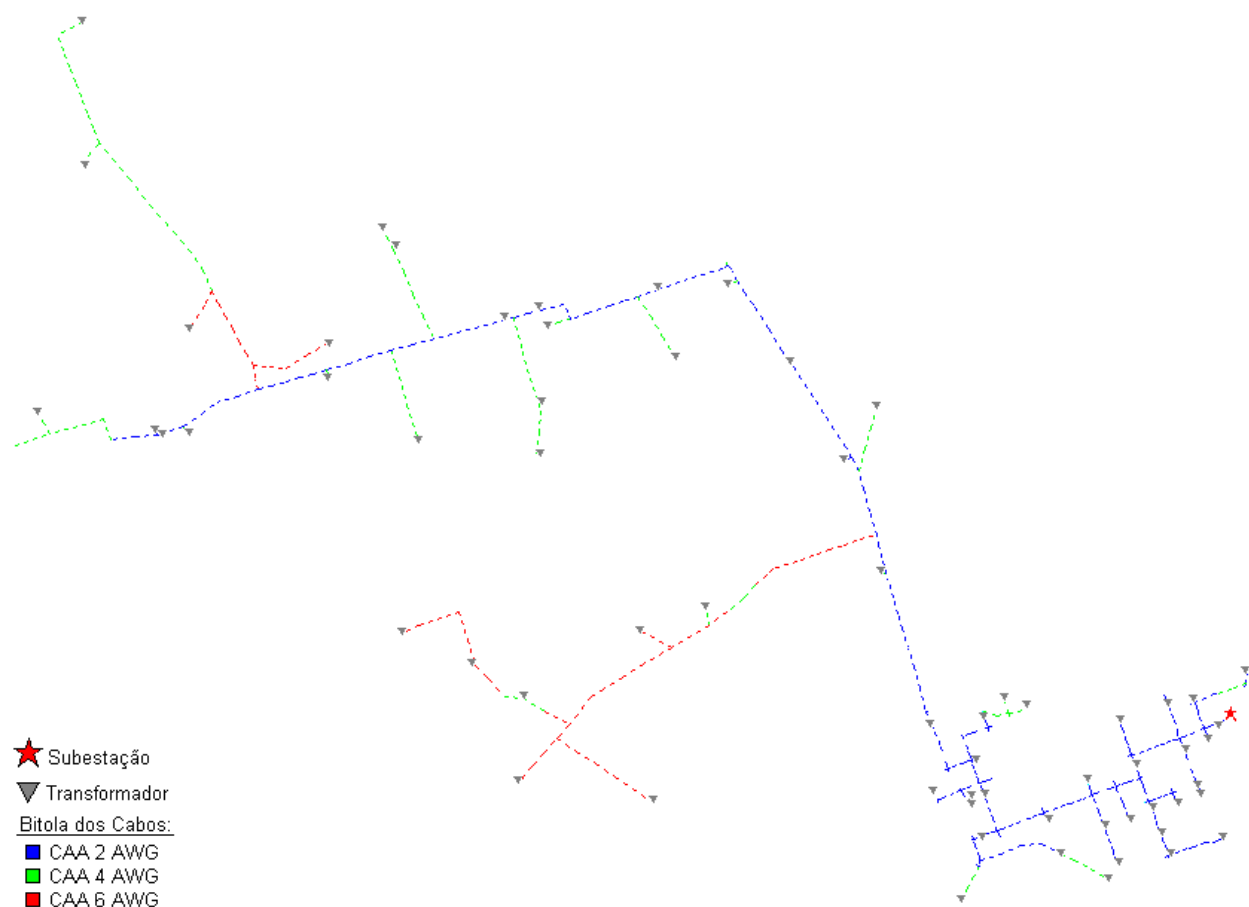


Fig. 5.22: Diagrama unifilar da rede de distribuição de 400 barras

A rede primária de distribuição da figura 5.22 corresponde ao alimentador C-01 [22] da cidade de *Indiana - SP* do sistema de distribuição da concessionária *Caiuá Distribuição de Energia S/A*, operando na tensão nominal de 11,4kV, com característica de rede mista (área urbana e rural). Os valores de carga apresentados no apêndice A.4 corresponde à operação com *carga pesada*. A situação de carga leve foi obtida considerando 30% dos valores originais das cargas. Assim, em função dos resultados obtidos para a situação de “*carga pesada*” (alocação do

RT's na rede), minimizando o problema de queda de tensão, possibilita-se a análise dos RT's (posições dos *tap's*) para a condição de “*carga leve*”.

Nas tabelas 5.20 e 5.21 apresentam-se respectivamente os resultados para as condições de carga pesada e leve, aplicando o método proposto de alocação ótima de reguladores de tensão para ambas as condições técnicas (minimização da queda de tensão e/ou das perdas ativas).

TABELA 5.20: RESULTADOS PARA A REDE DE 400 BARRAS EM CARGA PESADA

Rede de 400 Barras (Carga Pesada)	Estado Inicial	$p_v = 1,0$ $p_p = 0,0$	$p_v = 0,5$ $p_p = 0,5$	$p_v = 0,0$ $p_p = 1,0$
Perda Ativa Total (kW)	148,34	141,11	141,11	141,11
Perda Reativa Total (kVAr)	48,81	46,44	46,44	46,44
Carregamento Total (MVA)	3,82	3,75	3,75	3,75
Fator de Potência (pu)	0,92	0,92	0,92	0,92
QT máxima (%) / Barra Crítica	6,60 / 400	4,80 / 210	4,80 / 210	4,80 / 210
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	4	471	471	471
Barra do RT / Tap do RT	sem RT's	210 / +8	210 / +8	210 / +8

TABELA 5.21: RESULTADOS PARA A REDE DE 400 BARRAS EM CARGA LEVE

Rede de 400 Barras (Carga Leve)	Estado Inicial	$p_v = 1,0$ $p_p = 0,0$	$p_v = 0,5$ $p_p = 0,5$	$p_v = 0,0$ $p_p = 1,0$
Perda Ativa Total (kW)	12,43	12,28	12,28	12,28
Perda Reativa Total (kVAr)	4,09	4,04	4,04	4,04
Carregamento Total (MVA)	1,11	1,11	1,11	1,11
Fator de Potência (pu)	0,92	0,92	0,92	0,92
QT máxima (%) / Barra Crítica	1,90 / 400	1,41 / 210	1,41 / 210	1,41 / 210
Nº. de Iterações (Fluxo de Carga)	3	3	3	3
Barra do RT / Tap do RT	sem RT's	210 / +2	210 / +2	210 / +2

Analisando os resultados apresentados na tabela 5.20, nota-se que, independente da condição técnica aplicada ao método proposto, obteve-se os mesmos resultados, sendo indicado a instalação de um RT na barra 210, operando em carga pesada com *tap* +8, reduzindo para 4,80% a maior queda de tensão na rede, conseqüentemente, proporcionando redução nas perdas e

carregamento do alimentador. Na condição de carga leve, o regulador proposto opera no *tap* +2 (tabela 5.21).

Nas figuras 5.23 e 5.24 apresentam-se os perfis de tensão (em todas as barras) para a situação inicial (sem os RT's instalados) e final (após a aplicação do método proposto de alocação ótima dos RT's), respectivamente obtidos nas condições de carga pesada e leve.

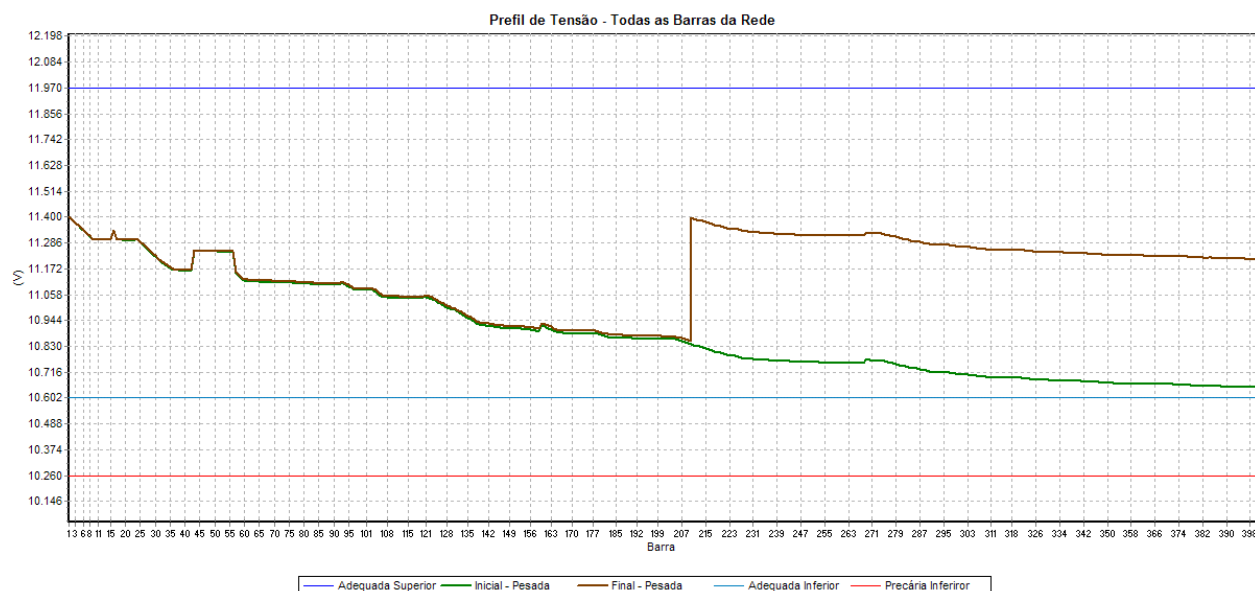


Fig. 5.23: Perfis de tensão para carga pesada (inicial e final) da rede de distribuição de 400 barras

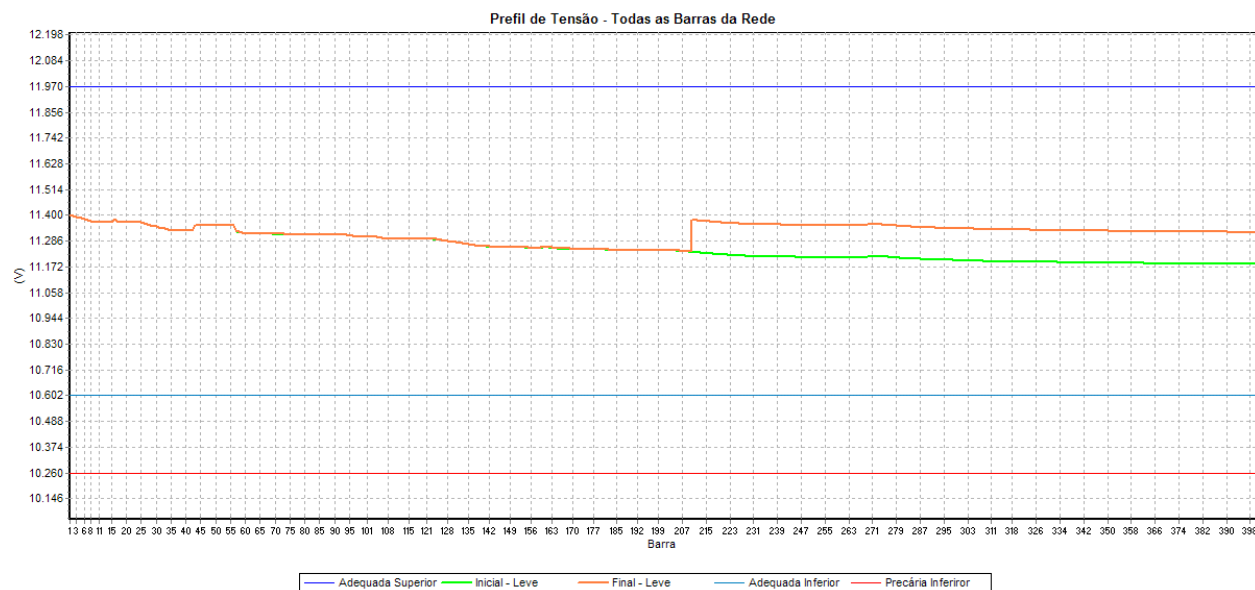


Fig. 5.24: Perfis de tensão para carga leve (inicial e final) da rede de distribuição de 400 barras

Na figura 5.25 ilustra-se a posição do regulador de tensão sugerida pelo algoritmo proposto de alocação ótima de RT's, o qual proporcionou melhora no perfil de tensão do alimentador analisado.

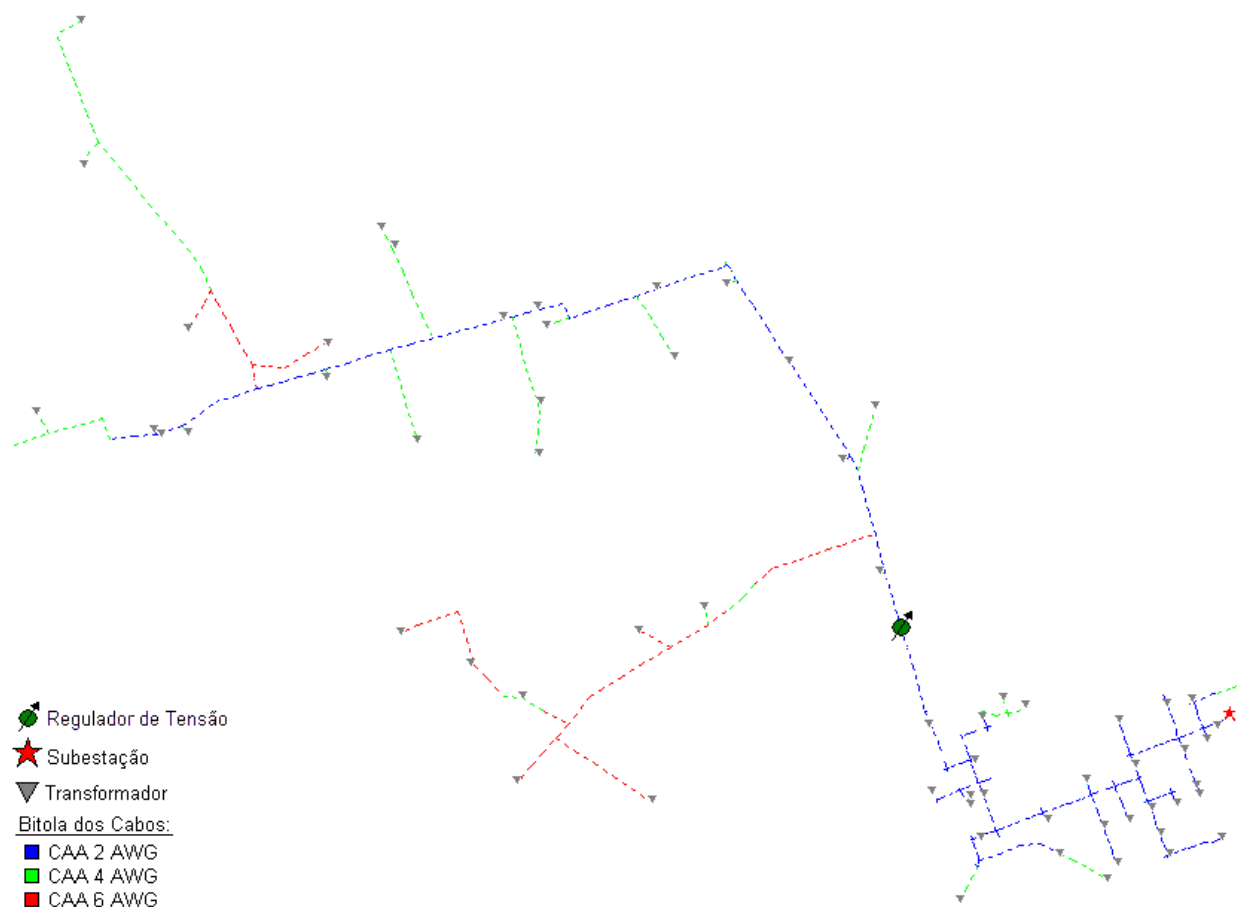


Fig. 5.25: Indicação da posição do RT no alimentador radial de 400 barras

Vale ressaltar, observando as tabelas 5.20 e 5.21, que não houve melhora no fator de potência da rede (0,92 pu) nas soluções propostas pelo método, concluindo assim, que a instalação de reguladores de tensão não fornecem suporte de potência reativa significativa ao sistema, sendo necessário para este fim, a instalação de banco de capacitores em pontos da rede.

Para sintetizar a análise econômica, inicialmente, o custo anual com as perdas ativas na rede era de R\$ 924,46 e após aplicar o método proposto, o custo final foi de R\$ 879,40, correspondendo ao lucro de R\$ 45,05, representando 4,9% de economia anual com redução média de perdas ativas em função da alocação do RT na rede.

Capítulo 6

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

A alocação dos reguladores de tensão (bancos formados por equipamentos monofásicos) em redes de distribuição de energia elétrica é uma alternativa viável por ser eficiente economicamente e pela facilidade de implementação, operação e manutenção, bem como, o acompanhamento desses equipamentos (supervisão remota). Além disso, devido à maior regulamentação da *ANEEL* frente às concessionárias de energia elétrica e a necessidade que o país atravessa de um maior suprimento de energia em função do crescimento, são necessários estudos para melhorar a qualidade e continuidade no fornecimento, estabelecimento de níveis de tensões padronizados e confiáveis à operação plena das diferentes cargas acopladas às redes, como também, para minimizar as perdas de energia nos sistemas de distribuição. Esses fatos impulsionaram a pesquisa no tema abordado nesta dissertação, como também, no enriquecimento do trabalho através do desenvolvimento do software “*SisDist - Sistema de Distribuição de Energia Elétrica*”, mostrando ser um aplicativo de engenharia amigável (de fácil utilização), rápido e que proporciona a obtenção de resultados coerentes e confiáveis em soluções práticas, auxiliando de forma eficiente no planejamento dos sistemas de distribuição.

O algoritmo desenvolvido para alocação ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição radiais nesse trabalho mostrou ser eficaz na obtenção de soluções factíveis e de economia expressiva, atendendo os requisitos de tensão e de fluxo de carga nas barras dos sistemas de distribuição analisados.

Os resultados obtidos nas simulações na rede de distribuição de 70 barras foram compatíveis com a literatura, validando assim, o método proposto.

Utilizando o software desenvolvido “*SisDist*” verificou-se a eficiência do método, através das simulações nas condições de carga pesada e leve, realizadas nos sistemas de distribuição reais de 136, 202 e 400 barras, demonstrando rapidez e resultados confiáveis.

Nota-se na literatura especializada a necessidade de material referente à alocação de reguladores de tensão nos sistemas elétricos. Assim, como sugestão para trabalhos futuros, seguem alguns temas e observações:

- Desenvolvimento e análise do método proposto considerando os resultados do fluxo de carga trifásico desequilibrado, considerando mútuas nos trechos de redes e característica das cargas (modelagem trifásica da potência, corrente ou impedância constante). Neste caso, deve-se modelar o regulador de tensão (banco) para considerar as possíveis ligações: estrela aterrado, delta aberto e delta fechado.
- Possibilidade de considerar no método proposto o efeito do controle do compensador de queda de tensão - *LDC (Line Drop Compensator)* na modelagem do regulador de tensão, analisando de forma heurística os vários pontos de regulação em função das impedâncias nos trechos da rede.
- Desenvolvimento do método proposto considerando também a instalação de bancos de capacitor e/ou reguladores de tensão à rede, otimizando o problema de suporte de potência reativa nos trechos e conseqüentemente, melhorando o fator de potência.

Referências Bibliográficas

- [1] M. E. Baran e F. F. Wu, “Optimal Sizing of Capacitors Placed on a Radial Distribution System,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, pp. 735–743, January 1989.
- [2] M. E. Baran e F. F. Wu, “Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution System,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, pp. 725–734, January 1989.
- [3] H. D. Chiang, I. C. Wang, e G. Darling, “Optimal Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: System Solution Algorithms A Numerical Studies,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, pp. 363–369, February 1995.
- [4] H. D. Chiang, I. C. Wang, e G. Darling, “Optimal Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: System Modeling and a New Formulation,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, pp. 356–362, February 1995.
- [5] M. F. Medeiros Jr. e M. C. Pimentel Filho, “Localização Ótima de Bancos Trifásicos de Reguladores de Tensão em Alimentadores Radiais de Distribuição”, XIV – Congresso Brasileiro de Automática, Natal, Brasil, Setembro 2002.
- [6] A. S. Safigianni e G. J. Salis, “Optimum Voltage Regulator Placement in a Radial Power Distribution Network”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, pp. 879-886, May 2000.
- [7] J. F. V. González, C. Lyra Filho e C. Cavellucci, “Otimização da Instalação de Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica”, XVII Congresso Brasileiro de Automática, Juiz de Fora, MG, 2008.
- [8] Eletrobrás S/A, “Controle de Tensão de Sistemas de Distribuição”, Coleção Distribuição de E. E., vol. 5, Editora “Campus” - Eletrobrás, Rio de Janeiro, 1985.
- [9] Cipoli, José Adolfo, “Engenharia de Distribuição”, Editora Qualitymark, 1993.
- [10] Mamede Filho, J. “Manual de Equipamentos Elétricos”, Vol. 2, Ed. Livros Técnicos e Científico, 1994.

- [11] B. Stott, “Review of Load Flow Calculation Methods”, Proceedings of IEEE, Vol.62, pp. 916-929, 1974.
- [12] W. F. Tinney, C. E. Hart, “Power Flow Solution by Newton's Method”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-86, n.11, Nov 1967, pp. 1449-1460.
- [13] B. Stott, O. Alsac, “Fast Decoupled Load Flow”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, pp. 859 – 869, 1974.
- [14] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, e G. X. Luo, “A Compensation-Based Power Flow Method For Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 2, pp. 753–762, May 1988.
- [15] Castro, C. A. “Apostila IT601 – Cálculo de Fluxo de Carga”, UNICAMP, 2002.
- [16] M. H. Haque, “Efficient Load Flow Method for Distribution Systems with Radial or Mesh Configuration”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 143, No. 1, January 1996.
- [17] R. Cespedes G., “New Method for the Analysis of Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 1, January 1990.
- [18] M. T. Bishop, J. D. Foster e D. A. Down, “Single-phase Voltage Regulators And Three-phase Systems”, IEEE Industry Applications Magazine, July/August 1996.
- [19] H. D. Chiang e R. Jean-Jumeau, “Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems: Part 2: Solution Algorithms and Numerical Results,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No 3, pp.1568-1574, July 1990.
- [20] J. R. S. Mantovani, F. Casari e R. Romero, “Reconfiguração de Sistemas Radiais utilizando o critério de queda de tensão,” SBA Controle e Automação Vol 11 no. 03/Dezembro de 2000.
- [21] C. A. Castro, “Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica,” Tese de Mestrado, UNICAMP , Setembro de 1985.
- [22] A. M. Cossi, “Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão”. 233 f. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, UNESP, 2008.

Apêndice A

Dados das Redes de Distribuição Testadas

A.1 Rede de distribuição de 70 barras

TABELA A.1: DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 70 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
1	2	0,0005	0,0012	0,00	0,00
2	3	0,0005	0,0012	0,00	0,00
3	4	0,0000	0,0000	0,00	0,00
4	5	0,0015	0,0036	0,00	0,00
5	6	0,0251	0,0294	0,00	0,00
6	7	0,3660	0,1864	2,63	2,16
7	8	0,3811	0,1941	40,37	2,16
8	9	0,0922	0,0470	74,66	53,43
9	10	0,0493	0,0251	30,00	21,62
10	11	0,8190	0,2707	28,00	20,00
11	12	0,1872	0,0619	145,50	103,83
12	13	0,7114	0,2351	145,50	103,83
13	14	1,0300	0,3400	8,13	5,46
14	15	1,0440	0,3450	8,13	4,56
15	16	1,0580	0,3496	0,00	0,00
16	17	0,1966	0,0650	45,53	30,59
17	18	0,3744	0,1238	49,50	35,33
18	19	0,0047	0,0016	49,50	35,33
19	20	0,3276	0,1083	0,00	0,00
20	21	0,2106	0,0696	50,95	40,64
21	22	0,3416	0,1129	113,95	81,30
22	23	0,0140	0,0046	95,29	73,55
23	24	0,1591	0,0526	0,00	0,00
24	25	0,3463	0,1145	88,17	60,01
25	26	0,7488	0,2475	0,00	0,00

TABELA A.2: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 70 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
26	27	0,3089	0,1021	164,00	89,99
27	28	0,1732	0,0572	184,00	99,99
3	29	0,0044	0,0108	860,01	685,55
29	30	0,0640	0,1565	460,10	385,55
30	31	0,3978	0,1315	0,00	0,00
31	32	0,0702	0,0232	0,00	0,00
32	33	0,3510	0,1160	0,00	0,00
33	34	0,8390	0,2816	1887,40	897,80
34	35	1,7080	0,5646	890,50	800,67
35	36	1,4740	0,4873	915,76	783,87
4	37	0,0044	0,0108	660,01	485,55
37	38	0,0640	0,1565	626,01	485,55
38	39	0,1053	0,1230	0,00	0,00
39	40	0,0304	0,0355	824,00	787,12
40	41	0,0018	0,0021	524,00	487,12
41	42	0,7283	0,8509	717,60	597,50
42	43	0,3100	0,3623	0,00	0,00
43	44	0,0410	0,0478	860,00	680,28
44	45	0,0092	0,0116	0,00	0,00
45	46	0,1089	0,1373	892,28	863,61
46	47	0,0009	0,0012	1899,20	976,36
5	48	0,0034	0,0084	0,00	0,00
48	49	0,0851	0,2083	79,05	56,40
49	50	0,2898	0,7091	84,68	274,48
50	51	0,0822	0,2011	384,69	274,48
9	52	0,0928	0,0473	40,54	28,33
52	53	0,3319	0,1114	3,61	2,68
10	54	0,1740	0,0886	4,35	3,49
54	55	0,2030	0,1034	26,36	18,97
55	56	0,2842	0,1447	24,00	17,12
56	57	0,2813	0,1433	0,00	0,00
57	58	1,5900	0,5337	0,00	0,00
58	59	0,7837	0,2630	0,00	0,00
59	60	0,3042	0,1006	2,00	72,08
60	61	0,3861	0,1172	0,00	0,00
61	62	0,5075	0,2555	1244,00	887,73
62	63	0,9740	0,0496	32,00	22,84
63	64	0,1450	0,0738	0,00	0,00
64	65	0,7105	0,3619	227,01	161,62
65	66	1,0410	0,5302	59,01	41,74
12	67	0,2012	0,0611	18,00	12,85
67	68	0,0047	0,0014	18,00	12,85
13	69	0,7394	0,2444	28,00	19,98
69	70	0,0047	0,0016	28,00	19,98

A.2 Rede de distribuição de 136 barras

TABELA A.3: DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 136 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
1	2	0,33205	0,76653	0,000	0,000
2	3	0,00188	0,00433	47,780	19,009
3	4	0,2234	0,51535	42,551	16,929
4	5	0,09943	0,22953	87,022	34,622
5	6	0,15571	0,35945	311,310	123,860
6	7	0,16321	0,37677	148,870	59,228
7	8	0,11444	0,26417	238,670	94,956
7	9	0,05675	0,05666	62,299	24,786
9	10	0,52124	0,27418	124,590	49,571
9	11	0,10877	0,1086	140,160	55,768
11	12	0,39803	0,20937	116,810	46,474
11	13	0,91744	0,31469	249,200	99,145
11	14	0,11823	0,11805	291,450	115,590
14	15	0,50228	0,26421	303,720	120,840
14	16	0,05675	0,05666	215,390	85,695
16	17	0,29379	0,15454	198,590	79,007
1	18	0,33205	0,76653	0,000	0,000
18	19	0,00188	0,00433	0,000	0,000
19	20	0,22324	0,51535	0,000	0,000
20	21	0,10881	0,25118	30,127	14,729
21	22	0,71078	0,37388	230,970	112,920
21	23	0,18197	0,42008	60,256	29,459
23	24	0,30326	0,15952	230,970	112,920
23	25	0,02439	0,0563	120,510	58,915
25	26	0,04502	0,10394	0,000	0,000
26	27	0,01876	0,04331	56,981	27,857
27	28	0,11823	0,1123	364,670	178,280
28	29	0,02365	0,02361	0,000	0,000
29	30	0,18954	0,0997	124,650	60,939
30	31	0,39803	0,20937	56,981	27,857
29	32	0,05675	0,05666	0,000	0,000
32	33	0,09477	0,04985	85,473	41,787
33	34	0,41699	0,21934	0,000	0,000
34	35	0,11372	0,05982	396,740	193,960
32	36	0,07566	0,07555	0,000	0,000
36	37	0,3696	0,19442	181,150	88,563
37	38	0,26536	0,13958	242,170	118,390
36	39	0,05675	0,0566	75,316	36,821
1	40	0,33205	0,76653	0,000	0,000
40	41	0,11819	0,27283	1,254	0,531
41	42	2,96288	1,01628	6,274	2,660

TABELA A.4: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 136 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
41	43	0,00188	0,00433	0,000	0,000
43	44	0,06941	0,16024	117,880	49,971
44	45	0,81502	0,42872	62,668	25,566
44	46	0,06378	0,14724	172,290	73,034
46	47	0,13132	0,30315	458,560	194,390
47	48	0,06191	0,14291	262,960	111,470
48	49	0,11444	0,26417	235,760	99,942
49	50	0,28374	0,28331	0,000	0,000
50	51	0,28374	0,28321	109,220	46,298
49	52	0,04502	0,10394	0,000	0,000
52	53	0,02626	0,06063	72,809	30,865
53	54	0,06003	0,13858	258,470	109,570
54	55	0,03002	0,06929	69,169	29,322
55	56	0,02064	0,04764	21,843	9,260
53	57	0,10881	0,25118	0,000	0,000
57	58	0,25588	0,1346	20,527	8,702
58	59	0,41699	0,21934	150,550	63,819
59	60	0,50228	0,26421	220,690	93,552
60	61	0,3317	0,17448	92,384	39,163
61	62	0,20849	0,10967	0,000	0,000
48	63	0,13882	0,32047	226,690	96,098
1	64	0,0075	0,01732	0,000	0,000
64	65	0,27014	0,62362	294,020	116,970
65	66	0,3827	0,88346	83,015	33,028
66	67	0,33018	0,7622	83,015	33,028
67	68	0,3283	0,75787	103,770	41,285
68	69	0,17072	0,39409	176,410	70,184
69	70	0,55914	0,29412	83,015	33,028
69	71	0,05816	0,13425	217,920	86,698
71	72	0,7013	0,3689	23,294	9,267
72	73	1,02352	0,53839	5,075	2,019
71	74	0,06754	0,15591	72,638	28,899
74	75	1,32352	0,45397	405,990	161,520
1	76	0,01126	0,02598	0,000	0,000
76	77	0,72976	1,68464	100,180	42,468
77	78	0,22512	0,51968	142,520	60,417
78	79	0,20824	0,48071	96,042	40,713
79	80	0,0469	0,10827	300,450	127,370
80	81	0,6195	0,61857	141,240	59,873
81	82	0,34049	0,33998	279,850	118,630
82	83	0,56862	0,29911	87,312	37,013
82	84	0,10877	0,1086	243,850	103,370
84	85	0,56862	0,29911	247,750	105,030
1	86	0,01126	0,02598	0,000	0,000

TABELA A.5: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 136 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
86	87	0,41835	0,96575	89,878	38,101
87	88	0,10499	0,13641	1137,300	482,110
87	89	0,43898	1,01338	458,340	194,300
89	90	0,0752	0,02579	385,200	163,290
90	91	0,07692	0,17756	0,000	0,000
91	92	0,33205	0,76653	79,608	33,747
92	93	0,08442	0,19488	87,312	37,013
93	94	0,1332	0,30748	0,000	0,000
94	95	0,2932	0,29276	74,001	31,370
95	96	0,21753	0,21721	232,050	98,369
96	97	0,26482	0,26443	141,820	60,119
94	98	0,10318	0,23819	0,000	0,000
98	99	0,13507	0,31181	76,449	32,408
1	100	0,00938	0,02165	0,000	0,000
100	101	0,16884	0,38976	51,322	21,756
101	102	0,11819	0,27283	59,874	25,381
102	103	2,28608	0,78414	9,065	3,843
102	104	0,45587	1,05236	2,092	0,887
104	105	0,696	1,60669	16,735	7,094
105	106	0,45774	1,05669	1506,500	638,630
106	107	0,20298	0,26373	313,020	132,690
107	108	0,21348	0,27737	79,831	33,842
108	109	0,54967	0,28914	51,322	21,756
109	110	0,54019	0,28415	0,000	0,000
108	111	0,0455	0,05911	202,440	85,815
111	112	0,47385	0,24926	60,823	25,874
112	113	0,86241	0,45364	45,618	19,338
113	114	0,56862	0,29911	0,000	0,000
109	115	0,77711	0,40878	157,070	66,584
115	116	1,08038	0,5683	0,000	0,000
110	117	1,06633	0,57827	250,150	106,040
117	118	0,47385	0,24926	0,000	0,000
105	119	0,32267	0,74488	68,809	28,593
119	120	0,14633	0,33779	32,072	13,596
120	121	0,12382	0,28583	61,084	25,894
1	122	0,01126	0,02598	0,000	0,000
122	123	0,6491	1,49842	94,622	46,260
123	124	0,04502	0,10394	49,858	24,375
124	125	0,5264	0,18056	123,160	60,214
124	126	0,02064	0,04764	78,350	38,304
126	127	0,53071	0,27917	145,480	71,121
126	128	0,09755	0,2252	21,369	10,447
128	129	0,11819	0,27283	74,789	36,564
128	130	0,13882	0,32047	227,930	111,430

TABELA A.6: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 136 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
130	131	0,04315	0,09961	35,614	17,411
131	132	0,09192	0,2122	249,290	121,880
132	133	0,16134	0,37244	316,720	154,840
133	134	0,37832	0,37775	333,820	163,200
134	135	0,39724	0,39664	249,290	121,880
135	136	0,2932	0,29276	0,000	0,000

A.3 Rede de distribuição de 202 barras

TABELA A.7: DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 202 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
1	2	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
2	3	0,0188300	0,0423200	38,25	23,70
3	4	0,0659050	0,1481200	0,00	0,00
4	5	0,0376600	0,0846400	63,75	39,50
5	6	0,0188300	0,0423200	0,00	0,00
6	7	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
7	8	0,0188300	0,0423200	38,25	23,70
8	9	0,0169470	0,0380880	95,20	58,99
9	10	0,0188300	0,0423200	63,75	39,50
10	11	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
11	12	0,0593500	0,0465400	510,00	316,02
10	13	0,0188300	0,0423200	0,00	0,00
13	14	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
10	15	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
15	16	0,0467050	0,0244500	63,75	39,50
16	17	0,0934100	0,0489000	127,50	79,01
17	18	0,0747280	0,0391200	63,75	39,50
17	19	0,1868200	0,0978000	63,75	39,50
19	20	0,0747280	0,0391200	255,00	158,01
14	21	0,0376600	0,0846400	0,00	0,00
21	22	0,0414260	0,0931040	0,00	0,00
22	23	0,0000000	0,0000000	255,00	158,01
23	24	0,0065900	0,0148120	255,00	158,01
24	25	0,0065900	0,0148120	382,50	237,02
25	26	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
26	27	0,0244790	0,0550160	191,25	118,51
25	28	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
28	29	0,0653870	0,0342300	51,00	31,60
29	30	0,0467050	0,0244500	95,63	59,25
30	31	0,0467050	0,0244500	95,63	59,25
31	32	0,0467050	0,0244500	0,00	0,00
32	33	0,0594160	0,0202600	350,63	217,26
32	34	0,0891240	0,0303900	350,63	217,26
29	35	0,0934100	0,0489000	0,00	0,00
35	36	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
36	37	0,0373640	0,0195600	63,75	39,50
35	38	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
38	39	0,0373640	0,0195600	95,63	59,25
27	40	0,0094150	0,0211600	0,00	0,00
40	41	0,0371350	0,0126625	255,00	158,01
40	42	0,0094150	0,0211600	0,00	0,00

TABELA A.8: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 202 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
42	43	0,0094150	0,0211600	191,25	118,51
43	44	0,0094150	0,0211600	95,63	59,25
42	45	0,0594160	0,0202600	0,00	0,00
45	46	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
46	47	0,0371350	0,0126625	63,75	39,50
45	48	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
48	49	0,0371350	0,0126625	605,63	375,27
44	50	0,0141220	0,0317400	573,75	355,52
50	51	0,0131810	0,0296240	191,25	118,51
51	52	0,0112980	0,0253920	255,00	158,01
52	53	0,0112980	0,0253920	765,00	474,03
53	54	0,0112980	0,0253920	255,00	158,01
54	55	0,0112980	0,0253920	0,00	0,00
55	56	0,0742700	0,0253250	0,00	0,00
56	57	0,0000000	0,0000000	318,75	197,51
57	58	0,1039780	0,0354550	318,75	197,51
1	59	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
59	60	0,0159700	0,0409500	25,50	15,80
60	61	0,0990140	0,2538900	0,00	0,00
61	62	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
62	63	0,0415220	0,1064700	0,00	0,00
63	64	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
63	65	0,0191640	0,0491400	95,63	59,25
65	66	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
66	67	0,0159700	0,0409500	38,25	23,70
67	68	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
68	69	0,1336860	0,0455850	102,00	63,20
64	70	0,0188300	0,0423200	0,00	0,00
70	71	0,1114050	0,0379875	89,25	55,30
70	72	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
72	73	0,1336860	0,0455850	0,00	0,00
73	74	0,0816970	0,0278575	38,25	23,70
70	75	0,0207130	0,0465520	0,00	0,00
75	76	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
76	77	0,1633940	0,0557150	510,00	316,02
75	78	0,0112980	0,0253920	595,00	368,69
78	79	0,0075320	0,0169280	0,00	0,00
79	80	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
79	81	0,0094150	0,0211600	382,50	237,02
81	82	0,0112980	0,0253920	0,00	0,00
80	83	0,1262590	0,0430525	350,63	217,26
82	84	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
84	85	0,0131810	0,0296240	38,25	23,70
84	86	0,0047070	0,0105800	255,00	158,01

TABELA A.9: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 202 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
86	87	0,0056490	0,0126960	446,25	276,52
87	88	0,0094150	0,0211600	382,50	237,02
79	89	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
89	90	0,1782480	0,0607800	0,00	0,00
90	91	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
91	92	0,1114050	0,0379870	95,63	59,25
90	93	0,0000000	0,0000000	191,25	118,51
93	94	0,0560460	0,0279240	216,75	134,31
94	95	0,0280230	0,0139620	95,63	59,25
95	96	0,0280230	0,0139620	191,25	118,51
96	97	0,0280230	0,0139620	63,75	39,50
97	98	0,0513750	0,0255970	382,50	237,02
88	99	0,0207130	0,0465520	0,00	0,00
99	100	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
100	101	0,0141220	0,0317400	63,75	39,50
100	102	0,0056490	0,0126960	0,00	0,00
102	103	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
103	104	0,0742700	0,0253250	63,75	39,50
102	105	0,0047070	0,0105800	127,50	79,01
105	106	0,0056490	0,0126960	95,63	59,25
102	107	0,0065900	0,0148120	106,25	65,84
107	108	0,0103560	0,0232760	127,50	79,01
106	109	0,0112980	0,0253920	95,63	59,25
109	110	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
110	111	0,0075320	0,0169280	127,50	79,01
111	112	0,0075320	0,0169280	127,50	79,01
112	113	0,0075320	0,0169280	0,00	0,00
113	114	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
113	115	0,0056490	0,0126960	318,75	197,51
115	116	0,0075320	0,0169280	350,63	217,26
116	117	0,0094150	0,0211600	446,25	276,52
114	118	0,0519890	0,0177270	63,75	39,50
113	119	0,0075320	0,0169280	127,50	79,01
119	120	0,0075320	0,0169280	63,75	39,50
120	121	0,0065900	0,0148120	382,50	237,02
121	122	0,0056490	0,0126960	0,00	0,00
122	123	0,0000000	0,0000000	76,50	47,40
122	124	0,0000000	0,0000000	255,00	158,01
124	125	0,0150640	0,0338560	191,25	118,51
123	126	0,0653870	0,0300300	255,00	158,01
125	127	0,0094150	0,0211600	233,75	144,84
127	128	0,0094150	0,0211600	573,75	355,52
127	129	0,0150640	0,0338560	276,25	171,18
129	130	0,0131810	0,0296240	255,00	158,01

TABELA A.10: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 202 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
130	131	0,0131810	0,0296240	393,13	243,60
131	132	0,0169470	0,0380880	510,00	316,02
1	133	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
133	134	0,0696710	0,1565840	0,00	0,00
134	135	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
135	136	0,0150640	0,0338560	0,00	0,00
136	137	0,0602560	0,1354240	0,00	0,00
137	138	0,0094150	0,0211600	0,00	0,00
137	139	0,0000000	0,0000000	63,75	39,50
139	140	0,0207130	0,0465520	0,00	0,00
140	141	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
140	142	0,0094150	0,0211600	38,25	23,70
142	143	0,0056490	0,0126960	38,25	23,70
141	144	0,0280230	0,0146700	63,75	39,50
137	145	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
145	146	0,0747280	0,0391200	63,75	39,50
146	147	0,0560460	0,0293400	0,00	0,00
147	148	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
148	149	0,0373640	0,0195600	95,63	59,25
146	150	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
150	151	0,0467050	0,0244500	63,75	39,50
143	152	0,0056490	0,0126960	0,00	0,00
152	153	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
152	154	0,0056490	0,0126960	63,75	39,50
154	155	0,0056490	0,0126960	212,50	131,68
155	156	0,0056490	0,0126960	63,75	39,50
153	157	0,0373640	0,0195600	63,75	39,50
156	158	0,0056490	0,0126960	0,00	0,00
158	159	0,0280230	0,0146700	63,75	39,50
159	160	0,0467050	0,0244500	38,25	23,70
158	161	0,0094150	0,0211600	63,75	39,50
161	162	0,0112980	0,0253920	0,00	0,00
162	163	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
163	164	0,0000000	0,0000000	95,63	59,25
164	165	0,0188300	0,0423200	0,00	0,00
165	166	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
165	167	0,0056490	0,0126960	446,25	276,52
167	168	0,0056490	0,0126960	191,25	118,51
168	169	0,0075320	0,0169280	255,00	158,01
166	170	0,0653870	0,0342300	605,63	375,27
169	171	0,0000000	0,0000000	63,75	39,50
171	172	0,0712200	0,0558480	127,50	79,01
171	173	0,0094150	0,0211600	63,75	39,50
173	174	0,0094150	0,0211600	191,25	118,51

TABELA A.11: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 202 BARRAS

Trecho		Resistência	Reatância	Carga barra final	
Inicial	Final	(Ω)	(Ω)	(kW)	(kVAr)
174	175	0,0094150	0,0211600	0,00	0,00
175	176	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
176	177	0,0747280	0,0391200	208,25	129,04
175	178	0,0037660	0,0084640	191,25	118,51
178	179	0,0037660	0,0084640	127,50	79,01
179	180	0,0056490	0,0126960	127,50	79,01
180	181	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
181	182	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
181	183	0,0467050	0,0244500	255,00	158,01
182	184	0,0607165	0,0317850	127,50	79,01
181	185	0,0056490	0,0126960	850,00	526,70
185	186	0,0056490	0,0126960	127,50	79,01
186	187	0,0056490	0,0126960	510,00	316,02
187	188	0,0056490	0,0126960	0,00	0,00
188	189	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
188	190	0,0000000	0,0000000	0,00	0,00
190	191	0,0385775	0,0302510	191,25	118,51
189	192	0,0504475	0,0395590	448,38	277,83
188	193	0,0225960	0,0507840	255,00	158,01
193	194	0,0653870	0,0342300	510,00	316,02
193	195	0,0467050	0,0244500	382,50	237,02
195	196	0,0467050	0,0244500	255,00	158,01
196	197	0,0467050	0,0244500	191,25	118,51
193	198	0,0094150	0,0211600	446,25	276,52
198	199	0,0094150	0,0211600	133,88	82,96
197	200	0,0467050	0,0244500	95,63	59,25
200	201	0,1120920	0,0586800	382,50	237,02
200	202	0,0934100	0,0489000	1030,20	638,36

A.4 Rede de distribuição de 400 barras

TABELA A.12: DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
1	2	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
2	3	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
3	4	2	29,4	0,0309	0,0102		0,00	0,00
4	5	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
5	6	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
6	7	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
7	8	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
8	9	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
9	10	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
10	11	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
11	12	2	29,0	0,0305	0,0101	75	69,00	29,25
12	13	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
13	14	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
14	15	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
6	16	2	36,0	0,0378	0,0125	50	46,00	19,50
14	17	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
17	18	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
18	19	2	33,0	0,0347	0,0114		0,00	0,00
19	20	4	27,0	0,0431	0,0093		0,00	0,00
20	21	4	32,3	0,0516	0,0111		0,00	0,00
21	22	2	31,5	0,0331	0,0109	75	69,00	29,25
9	23	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
23	24	2	32,3	0,0339	0,0112	75	69,00	29,25
9	25	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
25	26	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
26	27	2	40,0	0,0420	0,0139		0,00	0,00
27	28	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
28	29	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
29	30	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
30	31	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
31	32	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
32	33	2	33,0	0,0347	0,0114		0,00	0,00
33	34	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
34	35	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
35	36	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
36	37	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00

TABELA A.13: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
37	38	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
38	39	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
39	40	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
40	41	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
41	42	2	29,0	0,0305	0,0101	75	69,00	29,25
28	43	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
43	44	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
44	45	2	29,4	0,0309	0,0102		0,00	0,00
45	46	2	29,4	0,0309	0,0102		0,00	0,00
46	47	2	31,0	0,0326	0,0107	45	41,40	17,55
28	48	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
48	49	2	28,0	0,0294	0,0097		0,00	0,00
49	50	2	29,0	0,0305	0,0101	75	69,00	29,25
50	51	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
51	52	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
52	53	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
53	54	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
54	55	2	32,3	0,0339	0,0112	75	69,00	29,25
55	56	2	40,2	0,0422	0,0139	45	41,40	17,55
36	57	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
57	58	2	32,3	0,0339	0,0112	112,5	103,50	43,88
58	59	2	40,0	0,0420	0,0139		0,00	0,00
59	60	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
60	61	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
61	62	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
62	63	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
63	64	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
64	65	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
65	66	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
66	67	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
67	68	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
68	69	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
69	70	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
70	71	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
71	72	2	40,0	0,0420	0,0139	45	41,40	17,55
65	73	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
73	74	2	31,5	0,0331	0,0109	30	27,60	11,70
74	75	2	29,4	0,0309	0,0102		0,00	0,00

TABELA A.14: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
75	76	2	28,0	0,0294	0,0097		0,00	0,00
76	77	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
77	78	2	33,0	0,0347	0,0114	75	69,00	29,25
78	79	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
79	80	2	33,0	0,0347	0,0114		0,00	0,00
80	81	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
81	82	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
82	83	2	27,0	0,0284	0,0094	75	69,00	29,25
83	84	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
84	85	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
85	86	2	40,0	0,0420	0,0139		0,00	0,00
86	87	2	36,0	0,0378	0,0125	75	69,00	29,25
87	88	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
88	89	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
89	90	2	29,4	0,0309	0,0102		0,00	0,00
90	91	2	28,0	0,0294	0,0097		0,00	0,00
91	92	2	35,0	0,0368	0,0121	75	69,00	29,25
60	93	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
93	94	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
94	95	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
95	96	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
96	97	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
97	98	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
98	99	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
99	100	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
100	101	2	28,0	0,0294	0,0097		0,00	0,00
101	102	2	29,4	0,0309	0,0102		0,00	0,00
102	103	2	27,0	0,0284	0,0094	45	41,40	17,55
97	104	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
104	105	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
105	106	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
106	107	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
107	108	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
108	109	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
109	110	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
110	111	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
111	112	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
112	113	2	36,0	0,0378	0,0125	112,5	103,50	43,88

TABELA A.15: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
113	114	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
114	115	2	40,0	0,0420	0,0139		0,00	0,00
115	116	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
116	117	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
117	118	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
118	119	2	33,0	0,0347	0,0114	75	69,00	29,25
107	120	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
120	121	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
121	122	2	33,0	0,0347	0,0114	112,5	103,50	43,88
107	123	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
123	124	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
124	125	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
125	126	2	32,3	0,0339	0,0112	75	69,00	29,25
126	127	2	33,0	0,0347	0,0114		0,00	0,00
127	128	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
128	129	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
129	130	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
130	131	2	36,0	0,0378	0,0125	45	41,40	17,55
130	132	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
132	133	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
133	134	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
134	135	2	40,0	0,0420	0,0139	45	41,40	17,55
135	136	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
136	137	2	40,0	0,0420	0,0139		0,00	0,00
137	138	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
138	139	2	33,0	0,0347	0,0114		0,00	0,00
139	140	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
140	141	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
141	142	2	40,2	0,0422	0,0139	30	27,60	11,70
142	143	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
143	144	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
144	145	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
145	146	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
146	147	2	40,0	0,0420	0,0139		0,00	0,00
147	148	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
148	149	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
149	150	4	40,2	0,0642	0,0138		0,00	0,00
150	151	4	29,0	0,0463	0,0100		0,00	0,00

TABELA A.16: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
151	152	4	31,5	0,0503	0,0108	75	69,00	29,25
148	153	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
153	154	2	35,0	0,0368	0,0121	15	13,80	5,85
154	155	2	33,0	0,0347	0,0114		0,00	0,00
155	156	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
156	157	4	31,0	0,0495	0,0107		0,00	0,00
157	158	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
158	159	4	36,0	0,0575	0,0124	425	391,00	165,75
139	160	2	28,0	0,0294	0,0097		0,00	0,00
160	161	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
161	162	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
162	163	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
163	164	2	40,0	0,0420	0,0139	50	46,00	19,50
164	165	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
165	166	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
166	167	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
167	168	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
168	169	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
169	170	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
170	171	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
171	172	4	40,2	0,0642	0,0138	75	69,00	29,25
171	173	4	32,3	0,0516	0,0111	45	41,40	17,55
169	174	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
174	175	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
175	176	2	28,0	0,0294	0,0097		0,00	0,00
176	177	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
177	178	2	27,0	0,0284	0,0094	45	41,40	17,55
166	179	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
179	180	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
180	181	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
181	182	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
182	183	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
183	184	2	28,0	0,0294	0,0097	45	41,40	17,55
183	185	2	33,0	0,0347	0,0114		0,00	0,00
185	186	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
186	187	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
187	188	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
188	189	2	28,0	0,0294	0,0097		0,00	0,00

TABELA A.17: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
189	190	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
190	191	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
191	192	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
192	193	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
193	194	2	31,5	0,0331	0,0109	10	9,20	3,90
194	195	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
195	196	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
196	197	4	40,2	0,0642	0,0138		0,00	0,00
197	198	4	27,0	0,0431	0,0093		0,00	0,00
198	199	4	35,0	0,0559	0,0120		0,00	0,00
199	200	4	32,3	0,0516	0,0111	30	27,60	11,70
198	201	4	32,3	0,0516	0,0111		0,00	0,00
201	202	4	31,5	0,0503	0,0108		0,00	0,00
202	203	2	31,0	0,0326	0,0107	75	69,00	29,25
183	204	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
204	205	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
205	206	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
206	207	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
207	208	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
208	209	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
209	210	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
210	211	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
211	212	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
212	213	2	31,5	0,0331	0,0109	10	9,20	3,90
213	214	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
214	215	2	36,0	0,0378	0,0125	10	9,20	3,90
215	216	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
216	217	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
217	218	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
218	219	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
219	220	2	35,0	0,0368	0,0121	10	9,20	3,90
220	221	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
221	222	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
222	223	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
223	224	4	31,5	0,0503	0,0108		0,00	0,00
224	225	4	32,3	0,0516	0,0111	15	13,80	5,85
223	226	2	40,0	0,0420	0,0139		0,00	0,00
226	227	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00

TABELA A.18: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
227	228	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
228	229	6	31,0	0,0767	0,0101		0,00	0,00
229	230	6	40,0	0,0990	0,0130		0,00	0,00
230	231	6	36,0	0,0891	0,0117		0,00	0,00
231	232	6	42,0	0,1039	0,0137		0,00	0,00
232	233	6	31,0	0,0767	0,0101		0,00	0,00
233	234	6	35,0	0,0866	0,0114		0,00	0,00
234	235	6	27,0	0,0668	0,0088		0,00	0,00
235	236	6	33,0	0,0816	0,0108		0,00	0,00
236	237	4	35,0	0,0559	0,0120		0,00	0,00
237	238	4	33,0	0,0527	0,0113		0,00	0,00
238	239	6	27,0	0,0668	0,0088		0,00	0,00
239	240	4	42,0	0,0671	0,0144	10	9,20	3,90
239	241	6	31,0	0,0767	0,0101		0,00	0,00
241	242	6	29,0	0,0717	0,0095		0,00	0,00
241	243	6	36,0	0,0891	0,0117		0,00	0,00
243	244	6	31,0	0,0767	0,0101		0,00	0,00
244	245	6	40,2	0,0995	0,0131		0,00	0,00
245	246	6	32,3	0,0799	0,0105		0,00	0,00
246	247	6	33,0	0,0816	0,0108		0,00	0,00
247	248	6	27,0	0,0668	0,0088		0,00	0,00
248	249	6	42,0	0,1039	0,0137		0,00	0,00
249	250	6	32,3	0,0799	0,0105		0,00	0,00
250	251	6	31,5	0,0779	0,0103		0,00	0,00
248	252	6	31,0	0,0767	0,0101		0,00	0,00
252	253	6	40,2	0,0995	0,0131		0,00	0,00
253	254	6	36,0	0,0891	0,0117		0,00	0,00
254	255	6	29,0	0,0717	0,0095		0,00	0,00
255	256	6	36,0	0,0891	0,0117		0,00	0,00
256	257	6	31,5	0,0779	0,0103	45	41,40	17,55
247	258	6	36,0	0,0891	0,0117		0,00	0,00
258	259	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
259	260	4	29,0	0,0463	0,0100	45	41,40	17,55
259	261	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
261	262	6	40,2	0,0995	0,0131		0,00	0,00
262	263	6	32,3	0,0799	0,0105		0,00	0,00
263	264	6	31,0	0,0767	0,0101	45	41,40	17,55
263	265	6	32,3	0,0799	0,0105		0,00	0,00

TABELA A.19: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
265	266	6	36,0	0,0891	0,0117		0,00	0,00
266	267	6	35,0	0,0866	0,0114		0,00	0,00
267	268	6	33,0	0,0816	0,0108		0,00	0,00
228	269	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
269	270	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
270	271	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
271	272	4	31,0	0,0495	0,0107		0,00	0,00
272	273	4	42,0	0,0671	0,0144		0,00	0,00
273	274	4	36,0	0,0575	0,0124	10	9,20	3,90
271	275	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
275	276	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
276	277	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
277	278	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
278	279	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
279	280	2	40,0	0,0420	0,0139	75	69,00	29,25
280	281	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
281	282	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
282	283	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
283	284	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
284	285	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
285	286	4	31,0	0,0495	0,0107	30	27,60	11,70
285	287	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
287	288	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
288	289	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
289	290	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
290	291	2	29,4	0,0309	0,0102		0,00	0,00
291	292	4	27,0	0,0431	0,0093	112,5	103,50	43,88
291	293	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
293	294	4	35,0	0,0559	0,0120		0,00	0,00
294	295	4	28,0	0,0447	0,0096		0,00	0,00
295	296	4	31,0	0,0495	0,0107		0,00	0,00
296	297	4	27,0	0,0431	0,0093		0,00	0,00
293	298	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
298	299	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
299	300	2	40,0	0,0420	0,0139		0,00	0,00
300	301	2	42,0	0,0441	0,0146		0,00	0,00
301	302	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
302	303	4	31,5	0,0503	0,0108		0,00	0,00

TABELA A.20: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
303	304	4	29,0	0,0463	0,0100	50	46,00	19,50
301	305	2	35,0	0,0368	0,0121		0,00	0,00
305	306	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
306	307	2	33,0	0,0347	0,0114		0,00	0,00
307	308	4	31,0	0,0495	0,0107	45	41,40	17,55
307	309	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
309	310	2	40,0	0,0420	0,0139		0,00	0,00
310	311	4	29,0	0,0463	0,0100		0,00	0,00
311	312	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
312	313	4	40,2	0,0642	0,0138		0,00	0,00
313	314	4	31,0	0,0495	0,0107		0,00	0,00
314	315	4	27,0	0,0431	0,0093		0,00	0,00
315	316	4	31,5	0,0503	0,0108	30	27,60	11,70
315	317	4	29,4	0,0470	0,0101		0,00	0,00
317	318	4	31,0	0,0495	0,0107		0,00	0,00
318	319	4	40,2	0,0642	0,0138		0,00	0,00
319	320	4	27,0	0,0431	0,0093	15	13,80	5,85
310	321	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
321	322	4	32,3	0,0516	0,0111	30	27,60	11,70
321	323	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
323	324	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
324	325	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
325	326	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
326	327	4	33,0	0,0527	0,0113		0,00	0,00
327	328	4	31,0	0,0495	0,0107		0,00	0,00
328	329	4	40,0	0,0639	0,0137		0,00	0,00
329	330	4	42,0	0,0671	0,0144		0,00	0,00
330	331	4	36,0	0,0575	0,0124	45	41,40	17,55
330	332	4	29,0	0,0463	0,0100		0,00	0,00
332	333	4	32,3	0,0516	0,0111	15	13,80	5,85
326	334	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
334	335	2	27,0	0,0284	0,0094		0,00	0,00
335	336	4	33,0	0,0527	0,0113		0,00	0,00
336	337	4	35,0	0,0559	0,0120		0,00	0,00
337	338	4	32,3	0,0516	0,0111		0,00	0,00
338	339	4	31,5	0,0503	0,0108		0,00	0,00
339	340	4	29,0	0,0463	0,0100	75	69,00	29,25
335	341	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00

TABELA A.21: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
341	342	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
342	343	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
343	344	4	42,0	0,0671	0,0144		0,00	0,00
344	345	4	40,0	0,0639	0,0137	45	41,40	17,55
343	346	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
346	347	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
347	348	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
348	349	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
349	350	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
350	351	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
351	352	2	31,5	0,0331	0,0109		0,00	0,00
352	353	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
353	354	2	36,0	0,0378	0,0125		0,00	0,00
354	355	4	40,2	0,0642	0,0138	45	41,40	17,55
354	356	2	29,0	0,0305	0,0101		0,00	0,00
356	357	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
356	358	2	40,2	0,0422	0,0139		0,00	0,00
358	359	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
358	360	2	31,0	0,0326	0,0107		0,00	0,00
360	361	2	32,3	0,0339	0,0112		0,00	0,00
361	362	4	29,0	0,0463	0,0100		0,00	0,00
362	363	4	42,0	0,0671	0,0144		0,00	0,00
363	364	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
364	365	4	40,0	0,0639	0,0137		0,00	0,00
365	366	4	27,0	0,0431	0,0093		0,00	0,00
366	367	4	33,0	0,0527	0,0113	75	69,00	29,25
350	368	6	29,0	0,0717	0,0095		0,00	0,00
368	369	6	28,0	0,0693	0,0091		0,00	0,00
369	370	6	36,0	0,0891	0,0117		0,00	0,00
370	371	6	36,0	0,0891	0,0117		0,00	0,00
371	372	6	32,3	0,0799	0,0105		0,00	0,00
372	373	6	31,5	0,0779	0,0103		0,00	0,00
373	374	4	36,0	0,0575	0,0124	75	69,00	29,25
369	375	6	27,0	0,0668	0,0088		0,00	0,00
375	376	6	33,0	0,0816	0,0108		0,00	0,00
376	377	6	35,0	0,0866	0,0114		0,00	0,00
377	378	6	32,3	0,0799	0,0105		0,00	0,00
378	379	6	31,5	0,0779	0,0103		0,00	0,00

TABELA A.22: CONTINUAÇÃO - DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 400 BARRAS

Trecho		Cabo	Distância	Resistência	Reatância	Trafo	Carga barra final	
Inicial	Final	(CAA)	(m)	(Ω)	(Ω)	(kVA)	(kW)	(kVAr)
379	380	6	29,0	0,0717	0,0095		0,00	0,00
380	381	6	32,3	0,0799	0,0105		0,00	0,00
381	382	6	36,0	0,0891	0,0117		0,00	0,00
382	383	6	36,0	0,0891	0,0117	75	69,00	29,25
380	384	4	31,5	0,0503	0,0108		0,00	0,00
384	385	4	32,3	0,0516	0,0111		0,00	0,00
385	386	4	31,5	0,0503	0,0108		0,00	0,00
386	387	4	29,0	0,0463	0,0100		0,00	0,00
387	388	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
388	389	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
389	390	4	40,0	0,0639	0,0137		0,00	0,00
390	391	4	42,0	0,0671	0,0144		0,00	0,00
391	392	4	40,2	0,0642	0,0138		0,00	0,00
392	393	4	36,0	0,0575	0,0124	45	41,40	17,55
391	394	4	31,5	0,0503	0,0108		0,00	0,00
394	395	4	29,0	0,0463	0,0100		0,00	0,00
395	396	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
396	397	4	36,0	0,0575	0,0124		0,00	0,00
397	398	4	32,3	0,0516	0,0111		0,00	0,00
398	399	4	31,5	0,0503	0,0108		0,00	0,00
399	400	4	35,0	0,0559	0,0120	75	69,00	29,25

Apêndice B

Publicações relacionadas à pesquisa

Durante a realização dessa pesquisa, foram publicados os seguintes trabalhos diretamente relacionados ao tema em estudo:

- C.A.N. Pereira, C.A. Castro, “Optimal Placement of Voltage Regulators in Distribution Systems”, IEEE PES PowerTech 2009, Bucharest, Romania, submissão em outubro e aceitação em dezembro de 2008.
- C.A.N. Pereira, C.A. Castro, “Alocação Ótima de Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica”, SISPOT 2007 - ENCONTRO DE PESQUISADORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA, Campinas (SP), 2007.