

**Universidade Federal de Itajubá**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SUBESTAÇÕES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**LUIS ANTONIO FELBER**

**Itajubá, Julho de 2010**

**Universidade Federal de Itajubá**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**LUIS ANTONIO FELBER**

**REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SUBESTAÇÕES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Hector Arango.

**Julho de 2010**  
**Itajubá - MG**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Cristiane N. C. Carpinteiro- CRB\_6/1702

F311r

Felber, Luis Antonio

Regulação de tensão em subestações de distribuição de energia elétrica / por Luis Antonio Felber. -- Itajubá (MG) : [s.n.], 2010. 123 p.: il.

Orientador: Prof. Dr. Hector Arango.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Regulação de tensão. 2. Distribuição de energia elétrica.

3. Subestação. I. Arango, Hector, orient. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

## ANEXO II

### FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **“Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica”**

Autor: **Luis Antonio Felber**

#### JULGAMENTO

| Examinadores | Conceito                                        | Rubrica |
|--------------|-------------------------------------------------|---------|
|              | A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente |         |
| 1º           | A                                               |         |
| 2º           | A                                               |         |
| 3º           | A                                               |         |

#### Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.  
(2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.  
(3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.  
Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A, ou seja, Aprovado

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 16 de Julho de 2010.

Prof Dr Marcos Roberto Gouvêa  
1º Examinador – USP

Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonatto  
2º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Hector Arango  
3º Examinador (Orientador) – USP

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Professor Hector Arango, pelo apoio, paciência, experiência e sabedoria, na condução deste trabalho.

À CAPES e aos amigos e professores do GQEE, por acreditarem e apoiarem o meu trabalho.

Aos demais professores e funcionários da Unifei, além dos funcionários da PRPPG pela dedicação e simpatia.

Meus agradecimentos à minha família e meus amigos.

Aos meus amigos da CEMIG pelo grande empenho e dedicação em me ajudar de todas as maneiras possíveis.

Um agradecimento especial a minha noiva e futura esposa Swlyne pelo apoio, dedicação e paciência.

## **RESUMO**

O objetivo deste trabalho de dissertação é comparar as diversas metodologias de controle automático de tensão (CAT) em subestações de distribuição de energia elétrica, usadas pela CEMIG e por outras concessionárias de distribuição de energia elétrica, através do estudo do comportamento da tensão em regime permanente e das metodologias de regulação de tensão usadas.

Esse trabalho foi baseado em um estudo de caso real, onde foram implementadas 3 técnicas de regulação de tensão em uma subestação de distribuição de energia elétrica (LDC, tensão constante e reta de carga) e foram feitas medições em vários pontos de uma linha de distribuição pertencente a essa subestação.

Foi feito um estudo comparativo entre as metodologias utilizadas, levando-se em consideração as normas vigentes atuais (Módulo 8 – PRODIST), sendo avaliadas as vantagens e desvantagens de cada metodologia utilizada.

## **ABSTRACT**

The objective of this dissertation work is to compare the different methodologies of automatic voltage control (CAT) in distribution substations of electric power, used by CEMIG and other utilities of electric energy distribution, by studying the behavior of voltage in steady state and the methodologies used for voltage regulation.

This work was based on a real case study, where three techniques were implemented to regulate voltage in a substation of electric energy distribution (LDC, constant voltage and load line) and measurements were made at various points of a distribution line belonging to this substation.

A comparative study was done among the methodologies used, taking into consideration the actual standards (Module 8 - PRODIST) and evaluated the advantages and disadvantages of each methodology.

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

|             |                                                                                  |
|-------------|----------------------------------------------------------------------------------|
| ANEEL       | Agencia Nacional de Energia Elétrica                                             |
| AVR         | <i>Automatic Voltage Relay</i> (Relé de Controle Automático de Tensão)           |
| CAT         | Controle Automático de Tensão                                                    |
| CEMIG       | Companhia Energética de Minas Gerais S.A.                                        |
| CEPEL       | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica S.A.                                     |
| DRC         | Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica                               |
| DRP         | Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária                              |
| ELEKTRO     | Elektro - Eletricidade e Serviços S.A.                                           |
| ELETROPAULO | Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.                         |
| ESCELSA     | Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.                                           |
| LDC         | <i>Line Drop Compensation</i> (Compensação de Queda na Linha)                    |
| LD          | Linha de Distribuição                                                            |
| OLTC        | <i>On Load Tap Changer</i> (Transformadores Reguladores com Comutação Sob Carga) |
| PRODIST     | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional   |
| QEE         | Qualidade da Energia Elétrica                                                    |
| SAG         | Afundamento Momentâneo de Tensão                                                 |
| SD          | Subestações de Distribuição                                                      |
| SDAT        | Sistema de Distribuição de Alta Tensão (69 kV até 230 kV)                        |
| SDBT        | Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (< 1 kV)                                 |
| SDEE        | Sistema de Distribuição de Energia Elétrica                                      |
| SDMT        | Sistema de Distribuição de Média Tensão (1 kV até < 69 kV)                       |
| SE          | Subestação de Energia Elétrica                                                   |
| SED         | Sistema Elétrico de Distribuição                                                 |
| TL          | Tensão de Leitura                                                                |
| TR          | Tensão de Referência                                                             |
| TP          | Transformador de Potencial                                                       |
| TC          | Transformador de Corrente                                                        |
| UTR         | Unidade Terminal Remota                                                          |
| Vref        | Tensão de Referência                                                             |
| Vmax        | Tensão de Referência mais Banda Morta Superior                                   |
| Vmin        | Tensão de Referência mais Banda Morta Inferior                                   |
| VTCD        | Variação de Tensão de Curta Duração                                              |



## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 2.1 - Resumos dos distúrbios relacionados à energia elétrica                                                                                                   | 13 |
| Figura 2.2 - Topologia padrão de uma rede de distribuição de média tensão                                                                                             | 19 |
| Figura 3.1 - Topologia padrão de um sistema elétrico da distribuição                                                                                                  | 27 |
| Figura 4.1 - Circuito equivalente de uma linha de distribuição (LD)                                                                                                   | 41 |
| Figura 4.2 - Circuito simplificado de uma linha de distribuição                                                                                                       | 42 |
| Figura 4.3 - Diagrama de um circuito de uma LD                                                                                                                        | 47 |
| Figura 4.4 - Diagrama de um circuito de uma LD com capacitor C1                                                                                                       | 47 |
| Figura 4.5 - Localização de bancos de capacitores: (a) Localização física, (b) Perfil de tensão com carregamento pesado e (c) Perfil de tensão com carregamento leve. | 48 |
| Figura 5.1 - Esquemático do regulador <i>Autoboost</i> configurado como elevador de tensão                                                                            | 52 |
| Figura 5.2 - Esquemático do regulador <i>Autoboost</i> configurado como abaixador de tensão                                                                           | 53 |
| Figura 5.3 - Esquema simplificado da regulação de tensão                                                                                                              | 54 |
| Figura 5.4 - Funcionamento do regulador de tensão como elevador                                                                                                       | 54 |
| Figura 5.5 - Funcionamento do regulador de tensão como abaixador                                                                                                      | 55 |
| Figura 5.6 - Funcionamento do regulador de tensão com “tapes”                                                                                                         | 55 |
| Figura 5.7 - Funcionamento do regulador de tensão usando reator                                                                                                       | 55 |
| Figura 5.8 - Reator com a função de divisor de tensão                                                                                                                 | 56 |
| Figura 5.9 - Reator com a função de não interrupção do circuito                                                                                                       | 56 |
| Figura 5.10 - Bobina de equalização para limitação da corrente circulante                                                                                             | 57 |
| Figura 5.11 - Corrente circulante na bobina de equalização                                                                                                            | 57 |
| Figura 5.12 - Funcionamento do relé regulador de tensão (relé 90)                                                                                                     | 58 |
| Figura 5.13 - Esquemático da Reta de Carga                                                                                                                            | 65 |
| Figura 5.14 - Diagrama esquemático do LDC                                                                                                                             | 68 |
| Figura 5.15 - Diagrama fasorial do LDC                                                                                                                                | 68 |
| Figura 5.16 - Circuito com carga no final da LD                                                                                                                       | 70 |
| Figura 5.17 - Resumo das tensões para carga no final da LD                                                                                                            | 73 |
| Figura 5.18 - Circuito com cargas uniformemente distribuídas na LD                                                                                                    | 74 |

|                                                                               |     |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 5.19 - Resumo das tensões para cargas uniformemente distribuídas na LD | 77  |
| Figura 6.1 - Configuração do Trafo T5 da SE Pouso Alegre 1                    | 83  |
| Figura 6.2 - Esquemático do alimentador PSAU13F4                              | 83  |
| Figura 6.3 - Carregamento do alimentador PSAU13F4                             | 85  |
| Figura 6.4 - Comprimento máximo do PSAU13F4                                   | 85  |
| Figura 6.5 - Comprimento do trecho urbano do PSAU13F4                         | 86  |
| Figura 6.6 - Comprimento do trecho rural do PSAU13F4                          | 86  |
| Figura 6.7 - Ajuste LDC para Carga zerada                                     | 92  |
| Figura 6.8 - Ajuste LDC para Carga leve                                       | 93  |
| Figura 6.9 - Ajuste LDC para Carga Média                                      | 93  |
| Figura 6.10 - Ajuste LDC para Carga Pesada                                    | 94  |
| Figura 6.11 - Curva de carga do circuito do PSAU13F4                          | 95  |
| Figura 6.12 - Tensão Cte - 31/03 - 4ª Feira - $I_{max}=789A$ - 18:30 h        | 98  |
| Figura 6.13 - Tensão Cte - Tensão x Correntes – 44928 31/03 - 4ª Feira        | 99  |
| Figura 6.14 - Tensão Cte - 04/04 - Domingo - $I_{max}=706A$ - 18:30 h         | 99  |
| Figura 6.15 - Tensão Cte - Tensão x Correntes - 44928 04/04 - Domingo         | 100 |
| Figura 6.16 - Reta de Carga - 19/04 - 2ª Feira - $I_{max}=823A$ - 18:30 h     | 102 |
| Figura 6.17 - Reta de Carga - Tensão x Correntes - 44928 - 19/04 - 2ª Feira   | 103 |
| Figura 6.18 - Reta de Carga - 18/04 - Domingo - $I_{max}=672A$ - 18:30 h      | 104 |
| Figura 6.19 - Reta de Carga - Tensão x Correntes - 44928 - 18/04 - Domingo    | 105 |
| Figura 6.20 - LDC - 23/04 - 6ª Feira - $I_{max}=842A$ - 18:30 h               | 107 |
| Figura 6.21 - LDC - Tensão x Correntes - R47297 - R44928-23/04 - 6ª Feira     | 108 |
| Figura 6.22 - LDC - 25/04 - Domingo - $I_{max}=741A$ - 18:20 h                | 109 |
| Figura 6.23 - LDC - Tensão x Corrente - R44928 - 25/04 - Domingo              | 110 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                       |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1.1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV   | 04 |
| Tabela 1.2 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 V) | 04 |
| Tabela 1.3 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V) | 04 |
| Tabela 5.1 - Resistências e Reatâncias em $\Omega/\text{km}$ a 25° C                  | 70 |
| Tabela 6.1 - Ajustes da relé 90 para Reta de Carga                                    | 89 |
| Tabela 6.2 - Ajuste do relé 90 para LDC                                               | 95 |
| Tabela 6.3 - Total de DRPp e DRCp durante as medições                                 | 96 |
| Tabela 6.4 - Números de comutações do Trafo T5                                        | 96 |

## SUMÁRIO

|                                                                                               |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>I - INTRODUÇÃO</b>                                                                         | 01 |
| 1.1 - RELEVÂNCIA DO TEMA                                                                      | 01 |
| 1.2 - OBJETIVO                                                                                | 05 |
| 1.3 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO                                                                | 06 |
| <br><b>II - ANÁLISE BIBLIOGRÁFICA</b>                                                         | 08 |
| 2.1 - ASSUNTOS REGULATÓRIOS                                                                   | 08 |
| 2.2 - ASSUNTOS RELACIONADOS À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA                                   | 12 |
| 2.3 - ASSUNTOS RELACIONADOS AO PLANEJAMENTO DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO.           | 15 |
| 2.4 - CORREÇÃO DO NÍVEL DE TENSÃO EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO                      | 18 |
| 2.5 - PERDAS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO                                           | 21 |
| 2.6 - ASSUNTOS RELACIONADOS À REGULAÇÃO DE TENSÃO                                             | 22 |
| <br><b>III - PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO DA DISTRIBUIÇÃO</b>                             | 25 |
| 3.1 - INTRODUÇÃO                                                                              | 25 |
| 3.2 - CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO                                      | 27 |
| 3.2.1 - Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT)                                         | 28 |
| 3.2.2 - Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e das Subestações de Distribuição (SD) | 28 |
| 3.2.3 - Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT)                                        | 28 |
| 3.3 - PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO (SED)                                  | 29 |
| 3.3.1 - Níveis de Planejamento                                                                | 29 |
| 3.3.1.1 - Planejamento Estratégico                                                            | 29 |
| 3.3.1.2 - Planejamento Tático                                                                 | 29 |
| 3.3.2 - Metas de Qualidade                                                                    | 29 |
| 3.3.2.1 - Qualidade do Produto                                                                | 30 |
| 3.3.2.2 - Qualidade do Serviço                                                                | 31 |

|                                                                                                 |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.3.2.2.1 - Indicadores de continuidade                                                         | 31 |
| 3.3.2.2.2 - Indicadores de Tempo de Atendimento a Ocorrências Emergenciais                      | 32 |
| 3.4 - PREVISÃO DE DEMANDA (CARGA)                                                               | 33 |
| 3.5 - ANÁLISE DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO EXISTENTE                                     | 34 |
| 3.5.1 - Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT)                                           | 34 |
| 3.5.2 - Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e das Subestações de Distribuição (SED)  | 34 |
| 3.5.3 - Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDMT)                                          | 35 |
| 3.6 - PLANO DE OBRAS                                                                            | 35 |
| 3.6.1 - Estudos do Sistema Elétrico                                                             | 35 |
| 3.6.2 - Análise Técnico-econômica                                                               | 36 |
| 3.6.2.1 - Análise Técnica                                                                       | 37 |
| 3.6.2.2 - Análise Econômica                                                                     | 37 |
| 3.7 - PERDAS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DA DISTRIBUIÇÃO                                             | 38 |
| <b>IV - QUEDA DE TENSÃO NO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO E MÉTODOS DE CORREÇÃO DE TENSÃO</b> | 40 |
| 4.1 - INTRODUÇÃO                                                                                | 40 |
| 4.2 - QUEDA DE TENSÃO EM UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO                                              | 41 |
| 4.3 - CORREÇÃO DE TENSÃO EM UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO                                           | 43 |
| 4.3.1 - Ações para Melhorias de Tensão no SDBT                                                  | 43 |
| 4.3.2 - Ações para Melhorias de Tensão no SDMT                                                  | 44 |
| 4.4 - CORREÇÃO DE TENSÃO USANDO CAPACITOR <i>SHUNT</i>                                          | 46 |
| 4.5 - CORREÇÃO DE TENSÃO USANDO CAPACITOR SÉRIE                                                 | 49 |
| <b>V - REGULAÇÃO DE TENSÃO NAS SUBESTAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO</b>              | 51 |
| 5.1 - INTRODUÇÃO                                                                                | 51 |
| 5.2 - REGULADORES DE TENSÃO                                                                     | 52 |
| 5.2.1 - Regulador de Tensão <i>Autobooster</i>                                                  | 52 |
| 5.2.2 - Regulador de Tensão de 32 Degraus                                                       | 53 |
| 5.2.2.1 - Funcionamento do Regulador de Tensão de 32 Degraus                                    | 54 |

|                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------|----|
| 5.3 - RELÉ DE CONTROLE DE TENSÃO                                           | 57 |
| 5.3.1 - Componentes de um Relé de Controle de Tensão                       | 58 |
| 5.3.1.1 - Tensão de Referência ( $V_{ref}$ )                               | 58 |
| 5.3.1.2 - Banda Morta ( <i>bandwidth</i> )                                 | 59 |
| 5.3.1.3 - Tempo Morto (temporização)                                       | 60 |
| 5.3.1.4 - Compensação de Queda de Linha (LDC)                              | 60 |
| 5.3.1.5 - Bloqueios                                                        | 61 |
| 5.3.1.6 - Funções Adicionais                                               | 61 |
| 5.4 - METODOLOGIAS DE CONTROLE AUTOMÁTICO DE TENSÃO                        | 62 |
| 5.4.1 - Grupos de Regulação de Tensão                                      | 63 |
| 5.4.1.1 - Regulação Dinâmica                                               | 63 |
| 5.4.1.2 - Regulação Estática                                               | 63 |
| 5.4.1.3 - Regulação por Faixas                                             | 63 |
| 5.4.1.4 - Regulação por sistemas inteligentes                              | 63 |
| 5.4.2 - Técnicas de Regulação de Tensão                                    | 64 |
| 5.4.2.1 - CAT com Tempo Definido                                           | 64 |
| 5.4.2.2 - CAT com Reta de Carga                                            | 64 |
| 5.4.2.3 - CAT com Tensão Definida                                          | 66 |
| 5.4.2.4 - CAT com LDC                                                      | 66 |
| 5.5 - FUNCIONAMENTO DA COMPENSAÇÃO DE QUEDA DE LINHA (LDC)                 | 67 |
| 5.5.1 - LDC para Cargas no Final da Linha                                  | 69 |
| 5.5.1.1 - Exemplo de Cálculo de LDC para Cargas no Final da Linha          | 70 |
| 5.5.2 - LDC para Cargas Uniformemente Distribuídas                         | 74 |
| 5.5.2.1 - Exemplo de Cálculo de LDC para Cargas Uniformemente Distribuídas | 74 |
| 5.5.3 - LDC para Cargas não Uniformemente Distribuídas                     | 78 |
| 5.5.3.1 - Alimentador com Derivações                                       | 78 |
| 5.5.3.2 - Z equivalente                                                    | 79 |
| 5.5.4 - Limites de compensação para a LDC                                  | 80 |
| <b>VI - ESTUDO DE CASO</b>                                                 | 82 |
| 6.1 - INTRODUÇÃO                                                           | 82 |
| 6.2 - CARACTERÍSTICAS DO CIRCUITO                                          | 83 |

|                                                                          |            |
|--------------------------------------------------------------------------|------------|
| 6.3 - CÁLCULOS DOS AJUSTES DO RELÉ DE CONTROLE DE TENSÃO                 | 87         |
| 6.3.1 - 1º Ciclo - Tensão Constante                                      | 87         |
| 6.3.2 - 1º Ciclo - Reta de Carga                                         | 88         |
| 6.3.3 - 3º Ciclo - LDC                                                   | 89         |
| 6.4 - ANÁLISE DOS RESULTADOS                                             | 95         |
| 6.4.1 - 1º Ciclo - Tensão Constante                                      | 97         |
| 6.4.1.1 - Maior Carga - dia 31/03/2010 - 4ª Feira                        | 98         |
| 6.4.1.2 - Menor carga - dia 04/04/2010 - Domingo                         | 99         |
| 6.4.1.3 - Conclusões Sobre a Regulação de Tensão Usando Tensão Constante | 101        |
| 6.4.2 - 2º Ciclo - Reta de Carga                                         | 101        |
| 6.4.2.1 - Maior Carga - dia 19/04/2010 - 2ª Feira                        | 102        |
| 6.4.2.2 - Menor carga - dia 18/04/2010 - Domingo                         | 104        |
| 6.4.2.3 - Conclusões Sobre a Regulação de Tensão Usando Reta de Carga    | 105        |
| 6.4.3 - 3º Ciclo - LDC                                                   | 106        |
| 6.4.3.1 - Maior Carga - dia 23/04/2010 - 6ª Feira                        | 107        |
| 6.4.3.2 - Menor carga – dia 25/04/2010 - Domingo                         | 109        |
| 6.4.3.3 - Conclusões Sobre a Regulação de Tensão Usando LDC              | 110        |
| <b>VII - CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</b>               | <b>113</b> |
| 7.1- CONCLUSÕES                                                          | 113        |
| 7.2 - SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS                                   | 117        |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS                                               | 118        |

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUÇÃO**

### **1.1 - RELEVÂNCIA DO TEMA**

A melhoria na qualidade de fornecimento de energia elétrica é um processo que vem se aperfeiçoando com o transcorrer do tempo, não somente por parte das empresas concessionárias de energia, como também pelos consumidores.

A partir da década de 70, devido à época do milagre econômico, houve um aumento significativo do consumo de energia elétrica, e devido a isso, começou a se ter a preocupação não somente com o fornecimento de energia elétrica, mas também com a qualidade dessa energia.

Então, em 1978 o DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) editou portaria de nº. 047/78 que regula os níveis de tensão de fornecimento (limites das variações das tensões) de energia elétrica.

Em 1996, através da Lei 9.427 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Consolidava-se então, o sistema regulatório brasileiro para o setor de energia. Assim, no âmbito de suas atribuições foram elaboradas, após várias consultas públicas, as resoluções relativas à qualidade de energia elétrica, sendo elas relativas a:

- Qualidade do serviço (Resolução ANEEL Nº 024, de 27 de Janeiro de 2000 e Resolução ANEEL Nº 520, de 17 de Setembro de 2002), que estabelece as disposições relativas à continuidade do fornecimento de



energia elétrica, e a duração e frequência das interrupções a serem observadas pelas concessionárias de energia elétrica;

- Qualidade do produto (Resolução Nº 505, de 26 de Novembro de 2001), que estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

Em 15 de Dezembro de 2009, essas resoluções (Resolução nº 024, de 27 de Janeiro de 2000, Resolução nº 505, de 26 de Novembro de 2001, e Resolução nº 520, de 17 de Setembro de 2002) foram revogadas através da Resolução Nº 395, que criou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, sendo os requisitos de qualidade do produto e do serviço agrupados no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

Níveis de tensão adequados propiciam um desempenho satisfatório e uma vida mais longa aos aparelhos elétricos dos consumidores, sendo um dos pontos básicos da qualidade da energia elétrica fornecida pelas concessionárias de energia elétrica.

Todos os equipamentos elétricos ligados a um sistema de energia elétrica são projetados para trabalhar em uma determinada tensão nominal. Seu desempenho e vida útil serão alterados quanto maior for a diferença entre a tensão fornecida pela concessionária e a sua tensão nominal. Logicamente, para a concessionária, quanto maior possível for a variação de tensão, menores serão os gastos para o fornecimento dessa energia. Para os construtores desses equipamentos e os consumidores, a situação é inversa, pois será mais barato o custo para a fabricação desses equipamentos e conseqüentemente serão menores os custos para os consumidores, quanto menor possível for à variação de tensão.

Devido às diferentes topologias de redes, (exceto em subestações que possuem carga muito adensada, como por exemplo, em grandes centros urbanos), a regulação dessa tensão não é feita considerando que as cargas estejam muito próximas da subestação, devendo então ser considerada a queda de tensão entre o regulador de tensão e a carga. Como em um sistema de distribuição de energia elétrica, normalmente as cargas são distribuídas ao longo da rede de distribuição, torna-se difícil encontrar o local ideal (doravante chamado de centro de carga), onde esta tensão de alimentação seja adequada.

A localização desse centro de carga é o grande dificultador do processo de regulação, pois a mesma tensão “ideal” para um consumidor que esteja localizado próxima da subestação de distribuição poderá ser inadequada para um consumidor localizado distante dessa subestação.

Outro dificultador é quando existem redes de distribuição que alimentam centros urbanos (bairros, vilarejos, cidades) distantes da subestação, sendo que para esse caso, poderá ser necessário a instalação de outros reguladores de tensão para esses circuitos específicos, ou a instalação de bancos de capacitores, lembrando que a tensão na subestação em questão, normalmente irá alimentar vários circuitos, e a tensão de saída deverá atender a todos os circuitos interligados a essa subestação.

Devido a essas dificuldades, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu através da Resolução Nº 505, e posteriormente pelo Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica) do PRODIST, os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso os limites de tensão observados não se encontrem na faixa de atendimento adequado:

*“São estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores.”*

A Tabela 1.1 apresenta os valores limite relativos à tensão de fornecimento entre 1 kV e 69 kV, onde:

- TL        Tensão de Leitura;
- TR        Tensão de Referencia

Tabela 1.1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

|          |                                |
|----------|--------------------------------|
| Adequada | $0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$   |
| Precária | $0,90TR \leq TL < 0,93TR$      |
| Crítica  | $TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$ |

Os valores limite mais comumente usados pelas concessionárias de energia elétrica (127/220 V), são apresentados na Tabela 1.2:

Tabela 1.2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 V).

|          |                                                                                         |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| Adequada | $(201 \leq TL \leq 231)/(116 \leq TL \leq 133)$                                         |
| Precária | $(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)/(109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$ |
| Crítica  | $(TL < 189$ ou $TL > 233)/(TL < 109$ ou $TL > 140)$                                     |

Os valores limite de (220/380 V), são apresentados na Tabela 1.3:

Tabela 1.3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V).

|          |                                                                                         |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| Adequada | $(348 \leq TL \leq 396)/(201 \leq TL \leq 231)$                                         |
| Precária | $(327 \leq TL < 348$ ou $396 < TL \leq 403)/(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$ |
| Crítica  | $(TL < 327$ ou $TL > 403)/(TL < 189$ ou $TL > 233)$                                     |

A concessionária deverá apurar, quando de medições oriundas por reclamação e/ou amostrais, os seguintes indicadores individuais:

- I - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP);
- II - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC).

Caso ocorram transgressões dos valores mostrados nas Tabelas 1.1, 1.2 e 1.3, será calculada uma compensação a quem tiver sido submetido ao serviço, de acordo com o nível de tensão, conforme regras definidas no PRODIST – Módulo 8.

## 1.2 - OBJETIVO

O objetivo desse trabalho de dissertação é comparar as diversas metodologias de controle automático de tensão (CAT) em subestações de distribuição de energia elétrica, avaliando suas aplicações, vantagens e desvantagens.

A regulação de tensão é feita normalmente através de reguladores de tensão instalados na subestação de energia elétrica ou ao longo dos alimentadores, e o controle de tensão desses reguladores é feita através dos relés de controle automático de tensão – CAT.

Convém salientar que não serão abordadas diretamente as metodologias usadas em reguladores de tensão instalados ao longo de um alimentador (linha de distribuição – LD). Porém essas mesmas metodologias são usadas, na maioria das vezes, nesses reguladores de tensão.

A metodologia mais usada é a de LDC (*Line Drop Compensation*), que é a compensação de queda de linha. Nesse caso, a tensão é regulada através de um compensador de queda na linha, que utiliza parâmetros de resistência e reatância da linha. Este é um componente que simula a impedância da linha desde os reguladores de tensão, até o ponto onde se deseja que a tensão seja constante (doravante denominado centro de carga). O circuito básico do compensador simula as quedas de tensão existentes na linha, fazendo com que o regulador as compense.

Apesar da metodologia de LDC ser a mais usada, existem várias outras metodologias, que também são empregadas, devido a dificuldades na configuração do LDC, características da rede, melhorias na regulação, etc..

As metodologias mais comumente encontradas são:

a) Regulação dinâmica:

Os valores da tensão de referência -  $V_{ref}$  são variáveis, de acordo com parâmetros da rede (corrente, potência, fator de potência, etc), ou seja, não existem valores da tensão de referência -  $V_{ref}$  pré-definidos. Nesse caso, a tensão na subestação varia para que a tensão no consumidor seja a mais estável possível.

Ex. CAT com reta de carga e com LDC.

b) Regulação estática:

Os valores de  $V_{max}$  e  $V_{min}$  não se alteram independentemente da variação de outros parâmetros (corrente, potência, faixas de carga, horários, etc).

Ex. CAT com Tensão Definida.

c) Regulação por faixas:

Os valores de  $V_{max}$  e  $V_{min}$  são estáticos para cada grupo de ajustes pré-definidos por horários ou por faixas de carga.

Ex. CAT por tempo definido.

d) Regulação por sistemas inteligentes:

Existem atualmente alguns estudos propondo a metodologia de regulação de tensão usando sistemas inteligentes, principalmente através de lógica nebulosa (*Fuzzy Set*).

### 1.3 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No capítulo 1, será feita uma breve introdução, sobre o processo de regulação de tensão no sistema de distribuição de energia elétrica.

No capítulo 2 apresenta-se a análise bibliográfica relacionada à regulação do setor, planejamento e perdas no sistema elétrico de distribuição e metodologias de regulação de tensão em subestações de energia - SE.

No capítulo 3 mostram-se os processos de planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica, relatando as técnicas e metodologias utilizadas.

No capítulo 4 são apresentados os processos relativos à queda de tensão e regulação de tensão através da instalação de banco de capacitores no sistema elétrico de distribuição de energia elétrica.

No capítulo 5 descrevem-se as metodologias de regulação de tensão mais comumente usadas nas subestações do sistema elétrico de distribuição de energia elétrica.

No capítulo 6 é feito um estudo comparativo, com um estudo de caso real, utilizando várias metodologias de regulação de tensão.

No capítulo 7 são feitas as conclusões e considerações finais a respeito deste trabalho.

## **CAPÍTULO II**

### **ANÁLISE BIBLIOGRÁFICA**

#### **2.1 - ASSUNTOS REGULATÓRIOS**

A partir da década de 70, a preocupação básica de somente ter energia elétrica começou a mudar. Tanto o governo quanto os consumidores começaram a se preocupar com os índices de qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Assim, em abril de 1978, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) editou a portaria de nº. 047/78, que aborda os níveis de tensão de fornecimento e os limites das variações das tensões em geral, regulamentando deste modo as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica.

Em 26 de dezembro de 1996, através da Lei 9.427 foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que dentre outras tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Consolidava-se então, o sistema regulatório brasileiro para o setor de energia. Assim, no âmbito de suas atribuições foram elaboradas, após várias consultas públicas, resoluções relativas à qualidade de energia elétrica, sendo elas relativas à qualidade do serviço e qualidade do produto.

Em 27 de Janeiro de 2000, foi publicada a Resolução ANEEL Nº 024, [01] que estabelece as disposições relativas à continuidade do fornecimento de energia elétrica (qualidade do serviço), que diz respeito à duração e frequência de interrupções, a serem observadas pelas concessionárias de energia elétrica.

Em 26 de Novembro de 2001 foi publicada a Resolução Nº 505 [02], estabelecendo as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de

energia elétrica em regime permanente (qualidade do produto), na qual são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização e compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores.

Em 17 de setembro de 2002, foi publicada a Resolução Nº 520 [03], que estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais (qualidade do serviço).

Porém, com o processo de busca por meio da ANEEL de melhoria e regulamentação dos sistemas de distribuição, no início de 1999, com a contratação do CEPEL, que elaborou a partir do relatório H do Projeto RESEB, a versão inicial do documento, e após um longo trabalho e inúmeras interações com agentes do setor elétrico e a sociedade em geral, em 31/12/2008 entra em vigor a primeira versão aprovada dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, através da Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008 e através da Resolução Normativa Nº 395 - revisão 1, de 15 de Dezembro de 2009 [04].

Os Procedimentos de Distribuição – PRODIST foram implementados a partir de 01/01/2010, e são normas que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradores) conectados aos sistemas de distribuição, que incluem redes e linhas em tensão inferior a 230 kV. Têm o objetivo de estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades de cada agente no que se referem às atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação, planejamento, uso, medição e qualidade da energia nos sistemas elétricos das concessionárias de serviço público de distribuição.

O PRODIST é dividido em 8 Módulos, que inclui: introdução, planejamento da expansão, acesso ao sistema de distribuição, procedimentos operativos, sistemas de medição, informações requeridas e obrigações, cálculo de perdas na distribuição e qualidade da energia elétrica.

O Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição [05], se refere às diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição.



O Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica [06] aborda os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, levando em consideração a qualidade do produto e a qualidade do serviço.

Convém salientar que a Resolução Normativa Nº 395, diz no seu Art. 24. *“Ficam revogadas a Resolução Normativa nº 024, de 27 de janeiro de 2000, a Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001, a Resolução nº 520, de 17 de setembro de 2002, e a Resolução Normativa nº 345, de 16 de dezembro de 2008.”*, ou seja, revoga todas as resoluções listadas anteriormente e que eram relativas à qualidade da energia elétrica, porém as incluem quase que totalmente no escopo do PRODIST - Módulo 8, sendo que além da tensão em regime permanente, também são incluídas no escopo as perturbações na forma de onda, conforme mostrado abaixo:

- a) Fator de potência;
- b) Harmônicos;
- c) Desequilíbrio de tensão;
- d) Flutuação de tensão;
- e) Variação de tensão de curta duração;
- f) Variação de frequência.

Com relação à qualidade do serviço, o Módulo 8 estabelece a metodologia para apuração, limites e compensações (caso houver) dos indicadores de continuidade (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC), e também do tempo de atendimento às ocorrências emergenciais (TMAE).

No que diz respeito à qualidade do produto, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar padrões para os indicadores de qualidade da energia elétrica, relativo à tensão em regime permanente. Porém, ainda não foi definida metodologia de compensação relativa à conformidade da forma de onda de tensão, exceto aqueles relativos ao fator de potência, conforme Resolução Nº 456 de Novembro de 2000 da Aneel [07].

Os valores relativos à regulação de tensão em subestações, ou seja, tensão em regime permanente, são definidos conforme o Módulo - 8 do PRODIST [06].

Os benefícios trazidos pela Resolução 505 (e posteriormente pelo PRODIST – Módulo 8) são citados no trabalho [08], onde é citada a evolução até a consolidação desta resolução dentro do cenário de regulação da qualidade de energia elétrica em regime permanente, em que houve melhora dos níveis de fornecimento, bem como também influenciou na melhoria da qualidade de vida dos usuários e como ponto favorável, a diminuição da assimetria de informação existente entre usuário, concessionária de serviço público e a agência reguladora.

No trabalho [09] é citada a melhoria da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica no Brasil a partir da implantação das reformas do setor elétrico brasileiro, particularmente, com a criação e funcionamento da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Uma abordagem interessante é feita no trabalho [10], onde a qualidade da energia elétrica é analisada e tratada prioritariamente sob o foco do consumidor, isto é, considerando as suas reais necessidades técnicas, os seus direitos e deveres e ainda, em estrita consonância com a verdadeira missão da concessionária e do órgão regulador: prestar um serviço adequado. Esse trabalho considera a vinculação direta da qualidade da energia elétrica à conformidade da tensão elétrica disponibilizada. No Item 3.7 cita que a resolução ANEEL nº 505/2001 apresentou “*um formidável elenco de virtudes que devem ser destacadas*” em relação à Portaria DNAEE nº 47/1978.

O artigo [11] fala sobre o processo de reestruturação do setor elétrico, como a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e sobre a separação do mercado de energia por meio da desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, criando com isso uma maneira de preservar a qualidade dos serviços prestados através de dispositivos legais que visam garantir a prestação de um serviço adequado ao consumidor.

Em [12] fica claro o controle cada vez maior de índices de qualidade (DEC, DIC, FEC e FIC) pelo agente regulador, e propõe metodologias para quantificar e propor soluções de engenharia para melhoria de índices de qualidade, ainda no processo de planejamento.

Também é citado no trabalho [13] a questão da qualidade na prestação dos serviços e a implantação dos sistemas de gestão da qualidade nas concessionárias de energia elétrica.

Um projeto que tem a preocupação focada no treinamento de prestadores de serviço é citado no trabalho [14], a fim de propiciar ao cliente de energia elétrica um atendimento de maneira segura, eficiente e confiável.

O trabalho [15] Mostra uma metodologia de sistema distribuído para a supervisão da tensão em redes de distribuição de energia elétrica, onde são feitos monitoramentos dos índices DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC, conforme resolução 24 da Aneel [01] e os índices DRC, DRP, ICC, conforme resolução 505 da Aneel [02].

## **2.2 - ASSUNTOS RELACIONADOS À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

O Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica [06], além das perturbações em regime permanente, na qual verifica e propõe penalidades de acordo com a não conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica, também caracteriza as perturbações na forma de onda de tensão. Porém, ainda não fixou mecanismos concretos que possibilitem à ANEEL verificar e controlar indicadores de qualidade da energia elétrica com relação à forma de onda de tensão, ou seja, em regime transitório, por isso ainda não foi implementada a compensação aos consumidores para caso de transgressão dos limites dos indicadores de qualidade.

Em um sistema elétrico ideal, as condições de operação são:

- a) Tensões e correntes alternadas com formas de onda senoidais puras;
- b) Amplitudes constantes nos valores nominais;
- c) Freqüência da rede constante no valor síncrono;
- d) Tensões trifásicas equilibradas;
- e) Fator de potência unitário nas cargas;
- f) Perdas nulas na transmissão.

Porém, as condições ideais são situações teóricas, pois podem ocorrer vários fenômenos na rede. De acordo com o PRODIST - Módulo 8, os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são:

- a) tensão em regime permanente;
- b) fator de potência;
- c) harmônicos;
- d) desequilíbrio de tensão;
- e) flutuação de tensão (Efeito flicker);
- f) variações de tensão de curta duração;
- g) variação de frequência.

A Figura 2.1 apresenta uma classificação dos vários tipos de distúrbios:

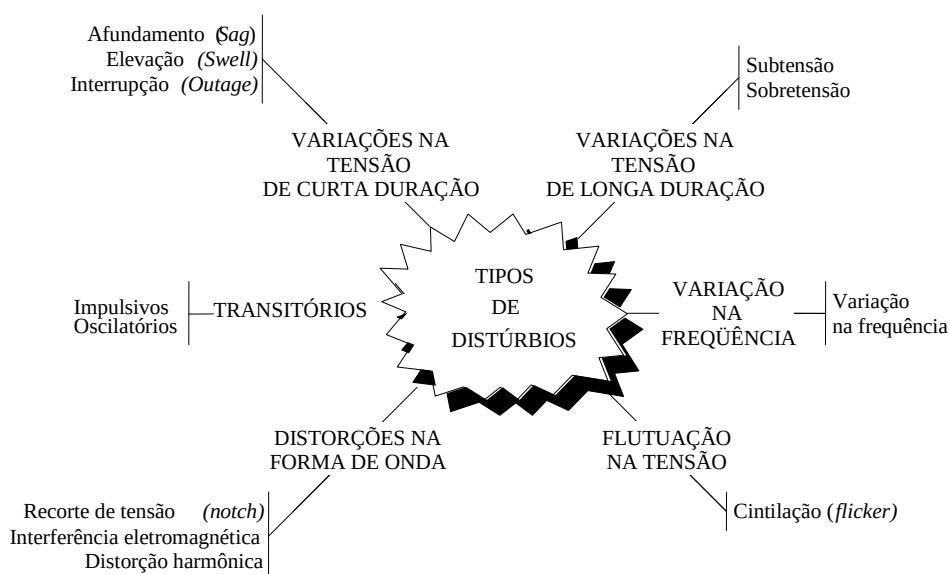


Fig. 2.1 – Resumos dos distúrbios relacionados à Energia Elétrica.

As perturbações na forma de onda de tensão são devido ao uso crescente de equipamentos eletro-eletrônicos em consumidores industriais, que contribuem para o aumento da produção, porém trazem associados problemas relacionados à qualidade da energia elétrica, tanto para as empresas distribuidoras de energia elétrica, quanto para os próprios consumidores.

O trabalho [16] mostra a de qualidade da energia elétrica em estabelecimentos assistenciais de saúde, onde demonstra a sua importância, pois está presentes nos mais diversos ramos de atividades e na maioria das resistências, onde são citados:

- Equipamentos usados atualmente são mais sensíveis à qualidade da energia elétrica;

- Empresas atualmente são mais sensíveis às perdas na produtividade, comparadas com suas margens de lucro;
- A eletricidade hoje é vista como um bem coletivo;
- Ainda não estão definidas claramente as responsabilidades dos agentes do setor elétrico brasileiro com relação à qualidade da energia elétrica em regime transitório.

O progressivo interesse pela qualidade da energia elétrica deve-se, principalmente, à evolução tecnológica dos equipamentos eletro-eletrônicos, e hoje amplamente utilizados nos diversos segmentos de atividades, seja ele industrial, comercial ou residencial.

Um dos problemas atuais são as VTCDs, ou seja, as variações de tensão de curta duração (afundamento de tensão), que são comumente chamadas de SAGs.

As SAGs são danosas devido à sensibilidade de cargas e processos industriais frente a afundamentos de tensão. Em [17] é proposta uma metodologia de caracterização da sensibilidade de processos industriais frente aos afundamentos de tensão.

Em [18] é proposto um *software* com o objetivo de estudos de afundamentos de tensão, permitindo que, tanto concessionárias quanto consumidores, avaliem o impacto dos afundamentos de tensão no sistema elétrico, representando um passo importante no estabelecimento de medidas mitigadoras.

Com o mesmo foco, [19] apresenta um estudo de validação de ferramentas de simulação de afundamentos através de medições efetuadas em uma concessionária de energia elétrica.

Em [20] tem-se uma visão geral sobre as SAGs, baseada, inicialmente, no levantamento das causas, características e fatores que influenciam a depressão de tensão, são apresentadas as curvas de sensibilidade e os impactos dos principais equipamentos eletro-eletrônicos que são mais sensíveis, e por fim, são apresentadas as principais medidas preventivas e corretivas que podem ser adotadas tanto pelas concessionárias como pelo do consumidor.

O artigo [21] faz uma análise do impacto das SAGs sobre equipamentos eletrônicos, inicialmente sobre estatísticas de ocorrências em termos de frequência,

magnitude e duração. Posteriormente, levantou-se a sensibilidade de vários equipamentos eletrônicos frente a estes distúrbios.

O artigo [22] trata da experiência do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, CEPEL, no desenvolvimento de ferramentas computacionais e laboratoriais que permitem a análise e medição de problemas de qualidade da energia elétrica.

Em [23] é analisada a qualidade da energia elétrica em consonância com a segurança industrial, no qual cita que “O aumento das exigências dos consumidores tem forçado empresários de diversos setores produtivos a buscarem cada vez mais eficiência e eficácia, objetivando principalmente a constante redução de custos e a melhoria da qualidade do produto final. A conseqüente modernização de linhas de produção industriais, cada vez mais automatizadas e utilizando microprocessadores em larga variedade de equipamentos, processos e controles, tem tornado esses processos industriais bastante vulneráveis aos problemas de qualidade da energia elétrica. Esta tendência acentuada de crescimento de cargas, baseadas na eletrônica de potência e microcomputadores, com processos e controles operativos extremamente sensíveis às variações das características da energia eletromagnética entregue, tem sido causa de muitas das reclamações por uma melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias”.

### **2.3 - ASSUNTOS RELACIONADOS AO PLANEJAMENTO DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO.**

O PRODIST - Módulo 8 [6], item 2.5.1 – b, cita: “*os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição de modo que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos elétricos de uso final*”, ou seja, a qualidade da energia elétrica começa a ser definida no planejamento.

O PRODIST - Módulo 2 [5] tem entre os seus objetivos, o de estabelecer as diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, pois trata dos critérios de tensão para operação normal ou em contingência, sendo que os limites operativos de tensão nos barramentos estão definidos no Módulo 8 – qualidade da energia elétrica.

O PRODIST - Módulo 2 está diretamente envolvido com o processo de regulação de tensão em subestações, pois esse processo começa no planejamento, incluindo a previsão de aumento de cargas e necessidade de instalação de dispositivos (capacitores, reguladores de tensão, recondutoramento de cabos, etc.), na subestação, ou ao longo da linha de distribuição - LD, pois cita no item 2.7.2:

*“Quando ocorrer a ultrapassagem dos limites de tensão de atendimento das unidades consumidoras, a correção do nível de tensão deverá ser na própria subestação ou nas linhas e redes de distribuição”.*

A atividade de planejamento tem o objetivo de adequar o sistema elétrico de distribuição - SED às futuras solicitações do mercado consumidor, garantindo um suprimento de energia elétrica com níveis de qualidade compatíveis com esse mercado, levando em consideração as normas vigentes e adequação dos custos.

O planejamento de um SED preocupa-se frequentemente com a previsão de queda de tensão e perdas de potência ativa que possam vir a ocorrer nessa rede, avaliação ano a ano em que uma eventual restrição de tensão possa ocorrer e a determinação do custo das perdas, que são alguns dos motivos para que se tenha metodologias para realizar a estimativa dessas grandezas durante certo período de tempo.

O planejamento elétrico de um SED é elaborado de forma que permita efetuar análises e projeções das grandezas do sistema, tais como, carregamento, níveis de tensão e perdas dos alimentadores e subestações. O trabalho [24] refere-se ao planejamento usado pela CEMIG, com o objetivo de otimizar investimentos e atender os níveis de qualidade de acordo com as regras do PRODIST, e elaborou uma metodologia que integra algumas microrregiões, com o objetivo de racionalizar o planejamento, otimizar a topologia e investimentos.

O artigo [25] foca na importância do planejamento em uma concessionária de energia elétrica, pois é uma atividade que antecede a aplicação dos investimentos mais significativos. Esses investimentos consistem desde a troca pura e simples de um transformador de distribuição, até a construção de usinas, passando pela construção de novos alimentadores ou subestações de distribuição, ampliação das capacidades das subestações existentes, recapacitação de linhas de distribuição existentes e/ou construção de linhas novas, assim como medidas de menor investimento econômico, tais como a instalação de bancos de capacitores em

redes de distribuição e/ou em subestações de distribuição, instalação de bancos de reguladores de tensão, etc.

No final dos anos 90 grande parte dos métodos de simulação da expansão, baseava-se em uma abordagem estática, obtendo-se uma solução para um conjunto fixo de dados. Estudos em planejamento dinâmico, considerando a evolução das cargas ao longo do tempo e conseqüentes alterações topológicas nas redes, não tinham muito sucesso quando aplicados a redes de tamanho real. Os modelos matemáticos em que se baseiam estas técnicas são muito pesados ou ocultam determinados aspectos de projeto que os engenheiros de planejamento consideram importantes nos sistemas de distribuição.

O trabalho [26] Cita a necessidade de melhoria através de melhores métodos de planejamento, e cita uma técnica que estava sendo desenvolvida, algoritmo-matemático baseada na evolução natural dos organismos, conhecida como Algoritmos Genéticos (AG).

Em [27] são citadas as técnicas de redes neurais artificiais na previsão de consumo de carga elétrica. Em [28] também é feito um estudo de previsão de carga de curtíssimo prazo via RNA (redes neurais artificiais).

Em [29] é apresentada uma metodologia para solução do problema de expansão de redes de distribuição, usando um modelo de otimização não linear que considera uma função objetivo que minimiza os custos de expansão e todas as restrições necessárias para representar realisticamente o sistema. A técnica de solução proposta para este problema é um algoritmo de Busca Tatu (BT).

A apresentação de uma nova metodologia para o planejamento de redes secundárias de um SED, que visa a minimização dos custos através de métodos heurísticos de otimização é feita no trabalho [30]

Em [31] é feito o trabalho de proposição automática de reforço em redes de distribuição de energia elétrica utilizando Programação Linear (PL) e Algoritmos Genéticos (AG).

O trabalho [32] apresenta os conceitos teóricos, modelos matemáticos, técnicas de solução e resultados de pesquisas desenvolvidas envolvendo o planejamento de um SED.

Em [33] é proposta uma metodologia de modelagem de carga, para estudo de planejamento. Discutem-se os impactos e benefícios de uma correta modelagem



de carga para os diversos estudos de uma rede de distribuição, abordando a adequada aplicação dos níveis de tensão aos barramentos de média tensão e sua correlação com a questão da modelagem de carga.

## **2.4 - CORREÇÃO DO NÍVEL DE TENSÃO EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO.**

Os cálculos para o comportamento da tensão e das perdas de potência ativa são feitos no processo de planejamento, conforme limites de tensão definidos pelo PRODIST - Módulo 8. Caso ocorra a possibilidade de níveis de tensão em regime permanente inadequados, deverão ser feitas ações para a correção desses valores.

O nível de tensão no consumidor é determinado pela tensão na subestação e pelas quedas de tensão nas linhas e transformadores, variando com flutuações nos níveis de consumo, com o fator de potência das cargas e flutuações na tensão nas subestações.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica enfrentam dificuldades para controlar o fator de potência do sistema de distribuição, manter níveis de tensões adequados e patamares aceitáveis de perdas ativas do sistema. Para mitigar esses problemas utiliza-se a instalação de reguladores de tensão (OLTC) ao longo dos alimentadores, ou através da racionalização da potência reativa do sistema, com a instalação de bancos de capacitores (*shunt* ou série), sendo a decisão de instalação desses equipamentos, definida conforme as características da rede de distribuição.

A localização desses equipamentos, reguladores de tensão (RT1), capacitor *shunt* ou derivação (CAP.1) e capacitores série (CAP.2), em uma rede de distribuição de energia elétrica padrão, estão mostrados na Figura 2.2:

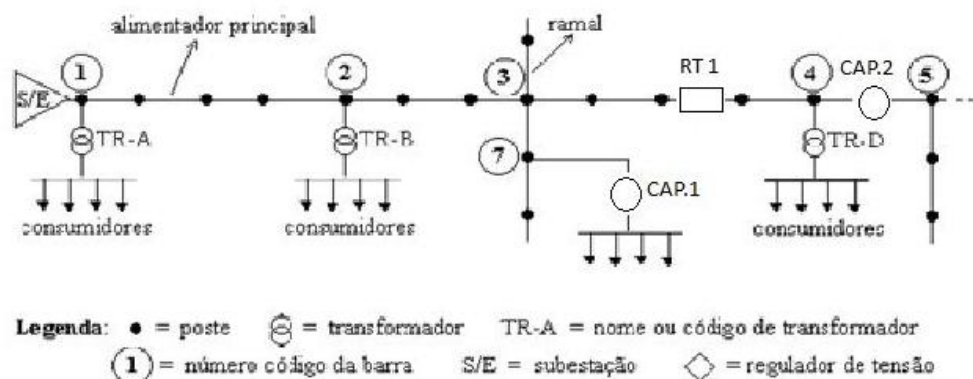


Fig. 2.2 – Topologia padrão de uma rede de distribuição de média tensão.

A escolha dos melhores locais para instalação de capacitores fixos ou chaveados (isto é, com possibilidade de fornecer níveis diferentes de energia reativa), e suas respectivas capacidades, é realizada nos procedimentos de planejamento. O maior volume de perdas ocorre nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Capacitores *shunt* são largamente utilizados nos alimentadores primários dos sistemas de distribuição para compensar potência reativa e conseqüentemente obter melhor perfil de tensão, reduções das perdas de potência e energia, e aumento da capacidade da rede de distribuição em atender carga ativa.

Um estudo sobre a alocação ótima dos capacitores é Proposto no trabalho [34], onde determina as localizações, os dimensionamentos e o número de capacitores a serem instalados no sistema de distribuição, tal que, o máximo de benefícios seja alcançado, enquanto todas as restrições operacionais sejam satisfeitas para diferentes níveis de carregamento.

O trabalho [35] Apresenta a metodologia desenvolvida e empregada no planejamento estratégico para priorização da instalação de bancos de capacitores da AES Eletropaulo, utilizando ferramentas computacionais, informações operacionais, medições e gerenciamento de dados de venda de energia, convergindo o resultado dos alimentadores priorizados através do retorno financeiro na forma decrescente, de uma maneira confiável e eficaz.

Na dissertação [36] busca-se otimizar a alocação de bancos de capacitores em redes primária e secundária de energia elétrica, através da otimização da alocação dos mesmos nas redes primária e secundária de sistemas de distribuição

baseada em algoritmos genéticos (AG), juntamente com o método de fluxo de potência das somas das correntes.

A decisão do local ótimo de instalação de bancos de capacitores é citada no trabalho [37], onde diz que essa decisão corresponde a um problema de programação matemática combinatória, e que a determinação da influência da modelagem da carga na solução do problema, a inclusão de objetivos técnicos relacionados ao controle de tensão, custos de operação e de manutenção, e perdas de potência e energia, resultando numa nova formulação multi-critérios com critérios conflitantes para o problema, e a viabilidade da aplicação de algoritmos genéticos como método de solução dessa nova formulação, justificaram o desenvolvimento desta pesquisa.

O trabalho [38] cita que a aplicação de bancos de capacitores é amplamente utilizada nos SDMT (Sistema de Distribuição de Média Tensão), e que os capacitores do SDBT (Sistema de Distribuição de Baixa Tensão) podem proporcionar redução tanto no carregamento dos circuitos de SDBT como nos transformadores, maior regulação da tensão, melhoria do fator de potência, refletida nos circuitos de SDMT.

A aplicação de sistemas de compensação série é amplamente utilizada em sistemas de transmissão. Em um SED, na maioria dos casos de regulação de tensão, a utilização de reguladores de tensão ou banco de capacitores *shunt* representam um menor custo em relação aos bancos de capacitores série. Porém, quando se tem linhas longas, onde se pretende o aumento da capacidade de transmissão, controle de tensão auto regulado e contínuo, melhoria do fator de potência e diminuição de perdas, a compensação série passa a ser competitiva.

A utilização da filosofia de compensação série em sistemas de distribuição é apresentada em [39] e cita que também tem apresentado inúmeros benefícios, sendo que muitos projetos comprovam técnica e economicamente as vantagens sobre o sistema convencional com reguladores de tensão e capacitores *shunt*. O trabalho [40] também cita que o capacitor série sempre se apresentou como uma boa solução para resolver problemas de regulação de tensão na distribuição, para os casos de alimentadores longos, principalmente se puder ser implementada uma sobre-compensação, pois além de compensar a indutância da linha compensa parte

dos reativos da carga, reduzindo a corrente que circula na linha, minimizando as perdas e ampliando ainda mais a capacidade de correção de tensão do banco.

## **2.5 - PERDAS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO**

Entre os Módulos do PRODIST existe o Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição [41], que tem o objetivo de definir os indicadores de perdas e estabelecer as disposições gerais sobre os dados necessários para o cálculo das perdas por segmento de distribuição.

As perdas em um SED podem ser classificadas em:

a) Perdas Técnicas:

Próprias da rede e devido ao transporte e transformação de energia. São aquelas intrínsecas ao sistema (efeito joule, efeito corona, correntes de Foucault, correntes de fuga, etc.), podendo ocorrer em condutores, circuitos magnéticos, conectores, dielétricos de capacitores, equipamentos de proteção e regulação, dispositivos de medição, etc.

b) Perdas não-técnicas:

Decorrentes de erro e/ou não medição de energia.

As perdas técnicas de energia em um SDMT e SDBT são decorrentes das resistências elétricas nas linhas e pela natureza indutiva de algumas cargas e reatâncias das linhas, parte da energia dissipada é devida aos fluxos de potências reativas entre a subestação e os pontos de carga, ou seja, a queda de tensão em um SED é uma consequência direta das perdas técnicas.

Capacitores instalados próximos às cargas podem fornecer energia reativa local, diminuindo as perdas de energia na rede. O trabalho [42] apresenta inovações conceituais e de implementação, que permitem o resgate da abordagem por programação dinâmica para a solução do problema de instalação e dimensionamento de capacitores fixos em redes de distribuição, para perfis de cargas fixos ou variáveis.

Conforme [43] as perdas em 2001 eram da ordem de 15% da energia requerida, equivalentes a 46.904 GWh, sendo 32% deste montante correspondente

às perdas não técnicas, e são feitas considerações sobre as perdas na distribuição de energia elétrica no Brasil, onde é comentado que as perdas são inerentes ao processo de transmissão e distribuição de energia elétrica, tanto as perdas técnicas, entendidas como tais as decorrentes da interação da corrente elétrica e de seus campos eletromagnéticos com o meio físico de transporte de energia, como as perdas comerciais, referentes à energia entregue, mas não faturada. Comenta também que as menores taxas de perdas, inferiores a 6%, encontram-se em países desenvolvidos ou nos Tigres Asiáticos, como, por exemplo, Finlândia, Alemanha, Japão, Bélgica, Áustria, França, Suíça, Holanda, República da Coreia e Cingapura.

Existem vários trabalhos relacionados à perdas, sendo referentes à melhor configuração de uma determinada rede [44], tão quando a avaliação econômica de transformadores de distribuição com base no carregamento e eficiência energética [45].

A questão de perdas é uma área muito estudada atualmente, pois tem reflexo diretamente na geração de receita pelas concessionárias. Pode-se dizer que a regulação só é necessária devido à queda de tensão ao longo do SED, ou seja, devido às perdas.

Na referencia [46] é apresentada uma metodologia de cálculo de perdas em sistemas de distribuição, agregando estudo de níveis de tensão elétrica ao processo de cálculo. Cita também que a redução de perdas de energia é uma parte importante do problema geral de controle, planejamento e projeto de sistemas de potência.

## **2.6- ASSUNTOS RELACIONADOS À REGULAÇÃO DE TENSÃO**

O trabalho [47] cita que o raio de ação, ou o carregamento máximo de um alimentador é limitado pela queda de tensão ou corrente máxima admissível, e que normalmente o limite de queda de tensão é alcançado primeiro, e que processos de regulação de tensão podem ser adotados para evitar a restrição de queda de tensão. Esse prolongamento da vida útil pode ser conseguido através da instalação de reguladores de tensão e/ou capacitores.

Em relação aos equipamentos utilizados para correção de tensão em um SED, é importante destacar que alguns têm capacidade apenas de executar correção de tensão, e não regulação de tensão. Esse é o caso, por exemplo, dos

capacitores, que na maioria das vezes são estáticos, ou seja, ficam normalmente energizados, independentemente do nível de controle de tensão desejado para o sistema em dado momento, e quando são desenergizados ocasionam uma variação brusca na tensão, sendo normalmente necessária a comutação dos reguladores de tensão na subestação ou ao longo da rede (quando houver).

Existem também os bancos de capacitores chaveados, que podem ser energizados parcialmente, de acordo com a necessidade do sistema para o controle de tensão, mas deverá ser estabelecida uma filosofia de controle hierárquico, considerando as características da carga de cada subestação de distribuição, dos sistemas regionais de subtransmissão e do sistema de transmissão, porém são muito mais caros, e normalmente são preteridos em prol dos reguladores de tensão.

O perfil de tensão no ciclo diário de carga ou em condições de emergência é uma variável de fundamental importância para determinar a qualidade de atendimento aos clientes. Para esses casos são usados os reguladores de tensão ao longo do SDMT, onde normalmente são controlados usando a mesma filosofia de regulação de tensão através do CAT (controle automático de tensão). Porém, esses reguladores de tensão instalados na rede são fontes de VTCDs.

Em [48] é apresentada uma tecnologia baseada em eletrônica de potência como alternativa aos comutadores eletromecânicos de taps, que são utilizados nos reguladores de tensão para SDMT. O estudo realizado mostrou que a operação dos reguladores de tensão com comutador eletrônico de taps possibilitou uma redução significativa no tempo de regulação da tensão, o que reflete diretamente em uma melhoria na qualidade da energia fornecida principalmente devido à capacidade de compensação de VTCDs.

A busca constante da melhoria na qualidade do fornecimento de energia, levou a Escelsa a trabalhar fortemente na otimização e controle de tensão do seu sistema elétrico [49].

O trabalho [50] mostra que em 1988 já se discutia uma metodologia de regulação de tensão diferente do modelo tradicional (LDC). Nesse modelo foi proposta uma alternativa, onde a regulação de tensão é feita de acordo com a variação de corrente e do fator de potência instantâneo do circuito.

O trabalho [51] descreve uma metodologia onde a regulação de tensão será feita de acordo com a variação da carga. Esta ferramenta chamada de reta de carga

atende exatamente esta necessidade de se variar a tensão de referência em função da carga. Os efeitos diretos na utilização desta ferramenta é a obtenção de uma tensão regulada maior em momentos de pico de demanda.

No trabalho [52] é proposta uma metodologia pela Elektro para atender a regulação de tensão alternativa à técnica de LDC, que não se mostrou satisfatória em algumas situações de regulação de tensão que fosse capaz de suprir as características de sazonalidade de suas redes de distribuição devido ao perfil dos consumidores, por mudanças nas configurações do sistema elétrico em situações de manobras ou ainda por característica da carga durante um dia típico onde, durante o dia, a carga é fortemente industrial em determinadas partes de uma região elétrica (distritos industriais) e, no horário de ponta, fortemente residencial em outras partes da mesma região elétrica (bairros residenciais). Esse artigo apresenta as experiências e os resultados obtidos com a aplicação do novo sistema de regulação de tensão, que opera considerando a sazonalidade das cargas.

Na referência [53] é proposto um sistema que usa inteligência artificial (Lógica *Fuzzy*), que atua no CAT da subestação, propondo uma forma mais flexível de comutação de taps, nos diferentes regimes de carga (leve, média e pesada), além de melhorar o perfil de tensão em carga pesada. Esse trabalho propõe implementar funções inteligentes para o relé de regulação de tensão, que se adaptem às condições de cada subestação. Em [54] também é proposto um sistema inteligente, através do uso de Lógica *Fuzzy* para realizar o controle de tensão em reguladores de tensão, tornando os relés de controle de tensão adaptativos.

Em [55] é proposta a otimização dos ajustes de reguladores de tensão aplicados em redes de distribuição com acentuada variação de carga, visando atender a legislação e a satisfação dos clientes.

## **CAPÍTULO III**

### **PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO**

#### **3.1. - INTRODUÇÃO**

O planejamento da expansão do sistema elétrico de distribuição (SED) é uma atividade que antecede a aplicação dos investimentos numa empresa de distribuição de energia elétrica. Os investimentos consistem desde a troca de um transformador de distribuição, passando por novos alimentadores de distribuição, novas subestações de distribuição, ampliação das capacidades das subestações existentes, recapacitação de linhas de distribuição existentes e/ou construção de linhas novas, assim como medidas, como instalação de bancos de capacitores em redes de distribuição e/ou em subestações de distribuição, instalação de reguladores de tensão ao longo da LD, etc.

Todas essas ações visam o atendimento ao sempre crescente mercado consumidor de energia elétrica. Além disso, exige-se das empresas um atendimento ao mercado com mais qualidade, comprovada pelos indicadores nacionais de qualidade definidos pela ANEEL. Acrescente-se a essas obrigações de caráter técnico outra igualmente importante: sobreviver no mercado competitivo e dar lucro para os seus acionistas.

O PRODIST Módulo 2 – Planejamento da expansão do sistema de distribuição [5] tem entre os seus objetivos, o de estabelecer as diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, pois trata dos critérios de tensão para operação normal ou em contingência, sendo que os limites operativos de tensão nos barramentos estão definidos no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.



O Módulo 8, item 2.5.1 – b, cita: “os valores nominais devem ser fixados em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição de modo que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos elétricos de uso final”, ou seja, a qualidade da energia elétrica, começa a ser definida no planejamento.

O Módulo 2 está diretamente envolvido com o processo de regulação de tensão em subestações, pois esse processo começa no planejamento, incluindo a previsão de aumento de cargas e necessidade de instalação de dispositivos (capacitores, reguladores de tensão, recondutoramento de cabos, etc.), na subestação, ou ao longo da rede, pois cita no item 2.7.2, “ Quando ocorrer a ultrapassagem dos limites de tensão de atendimento das unidades consumidoras, a correção do nível de tensão deverá ser na própria subestação ou nas linhas e redes de distribuição”.

Conhecer a demanda de energia elétrica previamente faz com que medidas preventivas sejam tomadas, visando garantia da qualidade. O nome dado ao estudo do comportamento futuro do consumo de energia é previsão de carga. O planejamento e projeto do sistema de distribuição é feito com base numa previsão de carga de longo e médio prazo. Se a previsão é feita de forma muito conservativa, a capacidade instalada provavelmente se esgotará em pouco tempo, acarretando problemas de continuidade de serviço, regulação de tensão e até mesmo de racionamento de energia. Por outro lado, uma previsão de carga bastante otimista pode conduzir à instalação de um sistema com capacidade excessiva.

O planejamento em SED preocupa-se com a previsão da queda de tensão e das perdas de potência ativa que podem ocorrer nestas redes.

A avaliação ano a ano em que uma eventual restrição de tensão possa ocorrer e a determinação do custo das perdas, são alguns dos motivos para que se tenha metodologias para realizar a estimativa dessas grandezas durante certo período de tempo.

### 3.2 - CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO

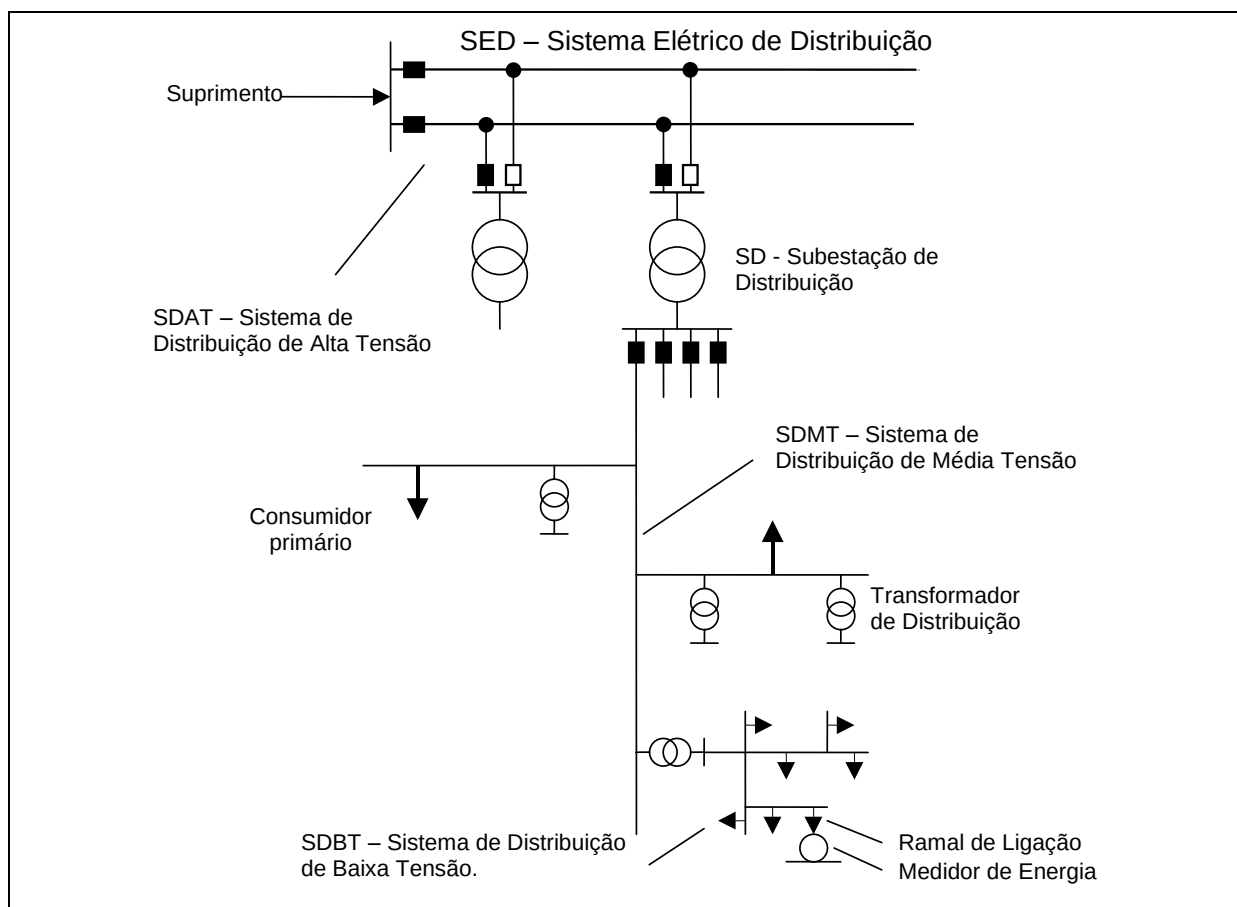


Fig. 3.1 – Topologia padrão de um sistema elétrico de distribuição.

As redes elétricas são usualmente classificadas em três níveis:

- (SDAT) Sistema de distribuição de alta tensão (69 kV até 230 kV);
- (SDMT) Sistema de distribuição de média tensão (1kV até < 69 kV);
- (SDBT) Sistema de distribuição de baixa tensão (< 1 kV).

A carga é caracterizada pelas demandas de potência ativa e reativa, sendo dividida em horários, normalmente considerada como:

- Carga Leve (00:00 às 8:00 hs);
- Carga Média (08:00 às 18:00 hs e 21:00 às 24:00 hs);
- Carga Pesada (18:00 as 21:00 hs).

### **3.2.1 - Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT)**

Para o SDAT, o objetivo do planejamento é definir um plano de obras para o horizonte de estudo, visando adequar o sistema existente às melhores condições operativas e atender às necessidades do crescimento da geração e do consumo de energia elétrica, fornecendo subsídios para a definição dos pontos de conexão. O horizonte de previsão é de dez anos, com periodicidade anual.

### **3.2.2 - Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e das Subestações de Distribuição (SD)**

O objetivo do planejamento das SD e do SDMT é definir a expansão dos alimentadores, a expansão das SD existentes e a localização das novas, compondo um conjunto de obras para atender o incremento de carga, observando os critérios técnicos, econômicos e ambientais.

O horizonte dos estudos do SDMT é de sete anos e das SD é de dez anos, ambos discretizados anualmente. Esses estudos devem ser revisados a cada ano e devem incluir uma avaliação crítica entre o planejado e o realizado no ano anterior.

As tensões mais usadas são 13.8kV, podendo haver sistemas operando normalmente até 34.5 kV.

### **3.2.3 - Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT)**

O objetivo do planejamento do SDBT é definir a expansão das redes secundárias do sistema de distribuição, compondo um conjunto de obras para atender o incremento da carga, observando os critérios técnicos, contábeis e econômicos.

O planejamento do SDBT deve definir um plano de obras para um horizonte de sete anos, visando adequar o sistema existente ao atendimento de novas cargas e às melhores condições operativas.

### **3.3 – PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO (SED)**

A atividade de planejamento tem o objetivo de adequar, o SED às futuras solicitações do mercado consumidor, garantindo um suprimento de energia elétrica com níveis de qualidade compatíveis com esse mercado, levando em consideração as normas vigentes e adequação dos custos.

#### **3.3.1- Níveis de Planejamento**

Existem 2 níveis de planejamento: estratégico e tático.

##### **3.3.1.1 - Planejamento Estratégico**

É o processo de decidir sobre a escolha dos objetivos atuais da distribuição, com uma perspectiva de longo prazo (10 anos), verificando quais investimentos serão necessários para a manutenção dos níveis de qualidade de fornecimento, confrontados com o crescimento e a evolução do SED.

##### **3.3.1.2 - Planejamento Tático**

É o processo de escolha dos recursos para se atingir os objetivos propostos. Analisa as condições técnicas, geográficas e econômicas do SED com horizonte de médio prazo (até 7 anos), verificando as questões de onde, quando e no que investir. Cabe ao planejamento tático os detalhes da expansão, ampliação e reforços no SED, resultando no plano de obras.

#### **3.3.2- Metas de Qualidade**

A fixação de metas de qualidade constitui um ponto essencial no processo de planejamento das empresas (concessionárias) de distribuição de energia elétrica.

Essas metas fixadas no nível de planejamento estratégico passam a ser os pontos estabelecidos para a definição dos critérios táticos, ou seja, na localização e

no arranjo do SED, na localização e escolha de equipamentos de regulação de tensão e seccionamento automático, na configuração da rede de distribuição e infraestrutura de operação e manutenção.

É importante salientar que as metas de qualidade são fixadas pela Aneel, através do PRODIST, para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica, onde são levadas em consideração a disponibilidade de recursos financeiros, despesas de investimentos e remuneração adequada para esses investimentos.

A qualidade de fornecimento de energia elétrica é definida através de duas maneiras: qualidade do produto e qualidade do serviço.

### **3.3.2.1 - Qualidade do Produto**

Relaciona os indicadores e padrões a serem calculados e monitorados para a boa qualidade do produto, prevendo punições no caso de violação das faixas limites admissíveis, sendo:

- a) tensão em regime permanente;
- b) fator de potência;
- c) harmônicos;
- d) desequilíbrio de tensão;
- e) flutuação de tensão (Efeito *flicker*);
- f) variações de tensão de curta duração;
- g) variação de frequência.

O PRODIST - Módulo 8, além das perturbações em regime permanente na qual verifica e propõe penalidades de acordo com a não conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica, também caracteriza as perturbações na forma de onda de tensão. Porém, ainda não fixou mecanismos concretos que possibilitem à ANEEL verificar e controlar indicadores de qualidade em relação à forma de onda de tensão, ou seja, em regime transitório, por isso ainda não foi implementada a compensação aos consumidores para o caso de transgressão dos limites dos indicadores de qualidade.

Com relação aos indicadores de tensão em regime permanente, são apurados os indicadores individuais: duração relativa da transgressão de tensão precária (DRP) e duração relativa da transgressão de tensão crítica (DRC), aplicando-se as seguintes equações, também constantes no PRODIST – Módulo 8.

$$DRP = \frac{npl}{1008} \cdot 100 \% \quad (3.1)$$

$$DRC = \frac npc}{1008} \cdot 100 \% \quad (3.2)$$

Onde *npl* e *npc* são, respectivamente, os números de leituras nas faixas precárias e críticas. Estes indicadores são levantados para cada barra do alimentador, onde são estabelecidos intervalos de 10 minutos, o que equivale a 1008 medições em 1 semana.

Caso ocorram transgressões dos valores conforme definidos nas Tabelas 1.1, 1.2 e 1.3, será calculada uma compensação a quem tiver sido submetido ao serviço inadequado, conforme regras definidas no PRODIST – Módulo 8.

### **3.3.2.2 - Qualidade do Serviço**

São verificados os índices de continuidade para o sistema de distribuição e os índices relacionados ao tempo de atendimento a ocorrências emergenciais, a seguir:

#### **3.3.2.2.1 - Indicadores de continuidade**

Utiliza uma metodologia de apuração de índices de continuidade para o sistema de distribuição (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC), do tempo de atendimento de ocorrências e do sistema de monitoramento automático dos indicadores de qualidade, sendo:

- a) DEC (Duração equivalente de interrupção por consumidor):  
Indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período.
- b) FEC (Frequência equivalente de interrupção por consumidor):  
Indica quantas vezes houve interrupção.
- c) DIC (Duração de interrupção individual por unidade consumidora):  
Indica quanto tempo um consumidor ficou sem energia elétrica durante um período considerado.
- d) FIC (Frequência de interrupção individual por unidade consumidora):  
Indica número de vezes que um consumidor ficou sem energia elétrica durante um período considerado.
- e) DMIC (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora).  
Indica o tempo máximo de cada interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo.

#### **3.3.2.2.2 - Indicadores de Tempo de Atendimento a Ocorrências Emergenciais**

- a) TMP (tempo médio de preparação):  
Tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos. Esse indicador mede a eficiência dos meios de comunicação e dos fluxos de informação dos Centros de Operação.
- b) TMD (tempo médio de deslocamento):  
Tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos. Esse indicador mede a eficácia do

dimensionamento e localização geográfica das equipes de manutenção e operação.

c) TME (tempo médio de execução):

Tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos. Esse indicador mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação.

d) TMAE (tempo médio de atendimento a emergências):

Tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio de mobilização da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos utilizando a seguinte fórmula:

$$TMAE = TMP + TMD + TME.$$

### 3.4 - PREVISÃO DE DEMANDA (CARGA)

Uma das tarefas básicas do planejamento é a previsão de carga, onde são consideradas a evolução histórica das cargas e a previsão de crescimento futuro.

Conhecer a demanda de energia elétrica previamente faz com que medidas preventivas sejam tomadas, visando à garantia da qualidade. O nome dado ao estudo do comportamento futuro do consumo de energia é previsão de carga. O planejamento e projeto do sistema de distribuição são feitos com base numa previsão de carga a longo e médio prazo. Se a previsão é feita de forma muito conservativa, a capacidade instalada provavelmente se esgotará em pouco tempo, acarretando problemas de continuidade de serviço, regulação de tensão e até mesmo de racionamento de energia. Por outro lado, uma previsão de carga bastante otimista pode conduzir a instalação de um sistema com capacidade excessiva.

As projeções de consumo são feitas por classe de consumidores:

- Consumidores residenciais;
- Consumidores industriais;
- Consumidores comerciais;



- Outros (consumidores rurais, iluminação pública, poderes públicos, serviços públicos, perdas de energia).

### **3.5 - ANÁLISE DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO (SED) EXISTENTE**

Essa etapa do planejamento tem a função de diagnosticar as condições de operação atuais e as previstas para os próximos anos.

Essa análise baseia-se na verificação atual do carregamento e dos níveis de qualidade, e o comportamento do sistema para o atendimento das cargas futuras, verificando a necessidade de obras para a expansão do sistema.

As análises do SED são feitas separadamente, conforme a seguir:

#### **3.5.1 - Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT)**

Deverão ser abordados os seguintes itens:

- Níveis de continuidade;
- Níveis de tensão;
- Carregamento;
- Equipamento de proteção.

#### **3.5.2 - Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e das Subestações de Distribuição (SED)**

Deverão ser abordados os seguintes itens:

- Níveis de continuidade;
- Níveis de tensão;
- Perfil de carga e carregamento;
- Níveis de Curto-Circuito;
- Seccionamento e Proteção.

### **3.5.3 - Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDMT)**

Deverão ser abordados os seguintes itens:

- Níveis de continuidade;
- Níveis de tensão;
- Carregamento.

## **3.6 - PLANO DE OBRAS**

Após a previsão da carga e análise do SED existente, torna-se necessária a definição do plano de obras a curto, médio e longo prazo, com a função de corrigir as deficiências atuais (caso existam) e de preparar o SED para as obras de atendimento à carga futura.

As alternativas devem atender as metas de qualidade de serviço e para isso são feitas simulações com relação à qualidade de tensão, confiabilidade e carregamento para cada ano do horizonte.

### **3.6.1 - Estudos do Sistema Elétrico**

Apenas exemplificando, os seguintes pontos devem ser analisados:

a) Tensão Nominal:

São verificados os níveis de tensão ao longo do alimentador, e as soluções necessárias para estarem em conformidade com a legislação atual (PRODIST – Módulo 8).

b) Transformador e circuito secundário:

São levados em consideração os tipos de sistemas mais utilizados (paralelo, radial, aéreo, subterrâneo, etc).

c) Distribuição primária:

São verificados os diversos modelos disponíveis: aérea, aérea protegida, subterrânea, etc. e podendo ser radiais, radiais com recursos interligados (interligação com chave NA), etc

d) Subestações:

Preferencialmente as subestações deverão estar localizadas o mais próximo possível do centro de carga. Devendo ser verificados os seguintes itens?

- Planejamento:

São verificados vários fatores, tais como: demanda inicial e projetada, disponibilidade de circuitos de alimentação da SD e seus arranjos, tensão de distribuição, disponibilidade de terreno, etc.

- Arranjo da Subestação:

São verificados os arranjos possíveis da SD, tais como: barra simples ou dupla, disjuntores de transferência, *transfer-trip*, chave de aterramento, etc.

- Localização:

São verificadas as conexões com alimentadores e linhas de transmissão, distância do centro de carga, atendimento a emergências, custo do terreno, etc.

e) Subtransmissão:

Normalmente são privilegiadas as linhas aéreas devido ao custo, porém as linhas subterrâneas são necessárias para as áreas densamente povoadas. A configuração dos circuitos (radial ou anel) é verificada de acordo com confiabilidade e custos.

### 3.6.2 - Análise Técnico-econômica

As alternativas formuladas deverão atender aos requisitos de qualidade de serviço. A análise técnica visa a verificação das condições desse atendimento. A análise econômica verifica todos os custos e investimentos associados.

### 3.6.2 1 - Análise Técnica

Consiste no cálculo da queda de tensão, da confiabilidade e carregamento dos condutores, através da simulação das condições operativas do sistema elétrico previsto em cada alternativa:

a) Tensão:

Os valores de tensão são definidos conforme as regras da ANEEL (PRODIST- Módulo 8)

As simulações são feitas através de *softwares* de fluxo de carga, sendo que são fornecidos os seguintes resultados:

- Trechos do alimentador com nível de tensão fora da faixa;
- Elevação de tensão e redução de corrente provocada por instalação de banco de capacitores;
- Regulação de tensão devido à instalação de reguladores de tensão;
- Carregamento dos condutores e equipamentos;
- Fluxo de carga;
- Correntes de curto circuito.

b) Continuidade e Qualidade do Serviço:

Os valores de continuidade e os valores da qualidade do serviço são definidos conforme regras da ANEEL (PRODIST - Módulo 8).

c) Carregamento:

Os cálculos de carregamento consistem na relação entre a corrente de carga e a corrente máxima admissível em determinado ponto. Os níveis de carregamento são estabelecidos em função das condições operativas dos alimentadores, em condição normal e de emergência.

### 3.6.2.2 - Análise Econômica

São feitas avaliações de análise econômica, custos de perdas e custos de operação e manutenção.

a) Determinação do valor do investimento:

Deve contemplar todos os recursos materiais e humanos necessários à execução do investimento:

- Custo de materiais e equipamentos;
- Compra e/ou desapropriação de terrenos e aquisição de servidões;
- Mão-de-obra da empresa;
- Serviços contratados;
- Outras despesas.

b) Custos de operação e manutenção:

Deverão ser verificados os custos com operação, manutenção, tempo de atendimento a ocorrências de acordo com a importância do sistema, sendo coerente com as regras de qualidade da ANEEL.

c) Avaliação e custo das perdas:

As perdas implicam na geração de energia adicional, sem uma contrapartida na remuneração dos custos. São divididas em perdas técnicas e perdas não-técnicas.

### **3.7 - PERDAS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO**

As perdas não técnicas não são calculadas diretamente, são calculadas pela diferença entre a perda total e a perda técnica.

a) Perdas Técnicas:

Próprias da rede e devido ao transporte e transformação de energia. São aquelas intrínsecas ao sistema (efeito joule, efeito corona, correntes de Foucault, correntes de fuga, etc), podendo ocorrer em condutores, circuitos magnéticos, conectores, dielétricos de capacitores, equipamentos de proteção e regulação, dispositivos de medição, etc.

b) Perdas não-técnicas:

Decorrentes de erro e/ou não medição de energia.

A perda total é calculada pela diferença entre a energia requerida pela rede e pelo consumo.

Para a avaliação das perdas técnicas são considerados os seguintes componentes:

- Condutores da rede primária e secundária;
- Transformadores de distribuição;
- Ramais de ligações;
- Medidores;
- Outros tipos de perdas técnicas (efeito corona, fuga em isoladores).

As perdas técnicas de energia nas redes primárias de distribuição são decorrentes das resistências elétricas nas linhas. Pela natureza indutiva de algumas cargas e reatâncias das linhas, parte da energia dissipada é devida aos fluxos de potências reativas entre a subestação e os pontos de carga.

## **CAPÍTULO IV**

### **QUEDA DE TENSÃO NO SISTEMA ELETRICO DE DISTRIBUIÇÃO E MÉTODOS DE CORREÇÃO DE TENSÃO.**

#### **4.1 - INTRODUÇÃO**

O Planejamento em um sistema elétrico de distribuição (SED) preocupa-se com a previsão da queda de tensão e das perdas de potência ativa que podem ocorrer nestas redes. A avaliação ano a ano em que uma eventual restrição de tensão possa ocorrer e a determinação do custo das perdas, são alguns dos motivos para que se tenha metodologias, para realizar a estimativa dessas grandezas durante certo período de tempo, sendo que para o sistema de distribuição média tensão (SDMT) e das subestações de distribuição (SD), deverão ser abordados os seguintes itens:

- Níveis de continuidade;
- Níveis de tensão;
- Perfil de carga e carregamento;
- Níveis de Curto-Circuito;
- Seccionamento e Proteção.

Na etapa do planejamento de análise técnica é feito o cálculo da queda de tensão, da confiabilidade e carregamento dos condutores, através da simulação das condições operativas do sistema elétrico previsto em cada alternativa, Os valores de tensão são definidos conforme as regras do PRODIST - Módulo 8.

Para a tensão, as simulações são feitas através de *softwares* de fluxo de carga, através de várias metodologias [56] citadas no Capítulo II, onde são fornecidos os seguintes resultados:

- a) Trechos do alimentador com nível de tensão fora da faixa;
- b) Elevação de tensão e redução de corrente provocada por instalação de banco de capacitores;
- c) Regulação de tensão devido à instalação de reguladores de tensão;
- d) Carregamento dos condutores e equipamentos;
- e) Fluxo de carga;
- f) Correntes de curto circuito.

Nesse capítulo serão verificadas as causas de queda de tensão em um sistema elétrico da distribuição, e o uso de capacitores para a correção de tensão.

## 4.2 - QUEDA DE TENSÃO EM UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO

O nível de tensão de uma rede de distribuição de energia elétrica é determinado pela tensão na subestação e pelas quedas de tensão nas linhas e transformadores, variando com flutuações nos níveis de consumo, e por flutuações na tensão nas subestações, oriundas do SDAT.

Uma linha de distribuição possui uma impedância que é inerente ao circuito, sendo, devido à resistência elétrica da linha ( $R$ ) e as indutâncias ( $L$ ) e capacitâncias ( $LC$ ) distribuídas ao longo da linha [57], conforme mostrado a seguir:

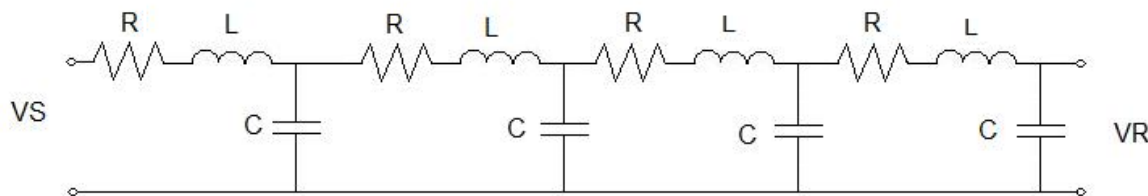


Fig. 4.1 Circuito equivalente de uma linha de distribuição (LD).

Em linhas de distribuição aéreas os efeitos da reatância capacitiva podem ser desprezados. Então, o circuito simplificado pode ser representado conforme a Figura 4.2:



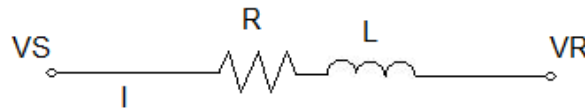


Fig. 4.2 Circuito simplificado de uma linha de distribuição.

A queda de tensão em uma LD pode ser aproximada através da seguinte expressão:

$$V_S = V_R + V_Q \quad (4.1)$$

Então:

$$V_R = V_S - V_Q \quad (4.2)$$

Em casos de linhas de distribuição,  $V_Q$  pode ser aproximada através da seguinte equação:

$$V_Q \approx I_R \cdot R + I_X \cdot X \quad (4.3)$$

Substituindo em (4.2), tem-se:

$$V_R \approx V_S - I_R \cdot R - I_X \cdot X \quad (4.4)$$

Onde:

- $V_S$  Tensão na barra regulada da subestação;
- $V_R$  Tensão regulada no consumidor;
- $V_Q$  Queda de tensão ao longo da LD;
- $I_R$  Corrente devido à potência ativa;
- $I_X$  Corrente devido à potência reativa;
- $R$  Resistência da LD;
- $X$  Reatância da LD.

Pode-se concluir que a queda de tensão está diretamente ligada à queda Ôhmica da LD ( $I_R.R$ ) e a reatância da LD ( $I_X.X$ ).

### 4.3 - CORREÇÃO DE TENSÃO EM UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO

Os equipamentos mais usados para correção de tensão no SED são os capacitores e reguladores de tensão.

Os capacitores podem ser instalados em série ou paralelo (*Shunt*). Normalmente são estáticos, ou seja, ficam normalmente energizados, independentemente do nível de controle de tensão desejado para o sistema em dado momento.

Existem também os bancos de capacitores chaveados, que podem ser energizados parcialmente, de acordo com a necessidade do sistema para o controle de tensão, mas deverá ser estabelecida uma filosofia de controle hierárquico, considerando as características da carga de cada subestação de distribuição, dos sistemas regionais de subtransmissão e do sistema de transmissão, porém são muito mais caros, e normalmente são preteridos em prol dos reguladores de tensão.

Em relação aos equipamentos utilizados para correção de tensão em um SED, é importante destacar que alguns têm capacidade apenas de executar correções de tensão (banco de capacitores), e não controle de tensão (reguladores de tensão).

Além dos métodos de correção nos níveis de queda de tensão citados anteriormente (instalação de capacitores e reguladores de tensão), existem intervenções através de melhorias na rede ou manobras, que podem ser feitas nos SDMT e SDBT para possibilitar melhorias nessas redes [58].

#### 4.3.1 - Ações para Melhorias de Tensão no SDBT

a) Equilíbrio de fases:

O desequilíbrio de carregamento das fases de um circuito secundário provoca maior queda de tensão na fase mais carregada, e o mau funcionamento de aparelhos e equipamentos trifásicos.

b) Deslocamento de transformadores:

Um mau posicionamento do transformador na rede pode acarretar queda de tensão em cargas mais distantes desse “centro de carga”.

c) Fechamento em anel:

Manobras na rede podem redistribuir o fluxo de potência nessas redes.

d) Redivisão de circuitos:

Pode-se transferir cargas entre circuitos, ou instalar novos transformadores.

e) Mudança de tap do transformador:

Em casos isolados (circuitos rurais), pode se alterar o tap de transformadores.

f) Lançamento de fases:

Substituição de circuitos 1 $\emptyset$  por 3 $\emptyset$ , pode resultar na diminuição da corrente e conseqüentemente da queda de tensão.

g) Substituição de transformadores:

A substituição de transformadores 1 $\emptyset$  por 3 $\emptyset$ , ou substituição de transformadores por outros de maior potência, podem resultar na diminuição da queda de tensão.

h) Troca de condutores;

Com o crescimento da carga, a troca de condutores por outro de maior bitola, poderá reduzir as perdas.

#### **4.3.1 - Ações para Melhorias de Tensão no SDMT**

a) Equilíbrio de fases:

Os circuitos desequilibrados podem acarretar sobrecarga no transformador da SE, reguladores de tensão, etc, mesmo que a carga

instalada seja menor que a potência nominal dos equipamentos. pois pode ocorrer desequilíbrio na fase mais carregada do circuito a ponto de causar uma sobrecarga somente nessa fase.

b) Redivisão de circuitos:

Alimentadores mais carregados podem comprometer circuitos menos carregados, criando também boas condições para transferência de carga.

c) Lançamento de fase:

Em alimentadores monofásicos a queda de tensão na fase é adicional à queda de tensão no neutro, e a alteração para um trifásico (total ou parcial), permitirá um crescimento de carga bastante considerável.

d) Troca de bitola de condutores:

A troca de condutores irá acarretar numa maior capacidade de carga no alimentador.

A queda de tensão ao longo de um alimentador pode ser expressa da seguinte forma:

$$\Delta V \approx \sqrt{3}I(R \cos \varnothing + X \sin \varnothing)d \quad (4.5)$$

Onde:

- I Corrente do trecho considerado;
- R Resistência do condutor em  $\Omega/\text{km}$ ;
- X Reatância do condutor em  $\Omega/\text{km}$ ;
- $\cos \varnothing$  Fator de potência no trecho considerado;
- $\sin \varnothing$  Seno do ângulo do fator de potência no trecho considerado;
- d Comprimento total do trecho.

Logicamente, com a troca de cabos com bitolas maiores, haverá menor impedância, e conseqüentemente menor queda de tensão.

e) Construção de novos alimentadores ou subestações:

Similar a redivisão de circuitos, permitirá um melhor aproveitamento do carregamento do alimentador.

f) Instalação de Banco de Capacitores:

Os bancos de capacitores quando instalados no SED, causam uma elevação de tensão ao longo do alimentador, devido à melhoria no fator de potência dessa rede.

g) Mudança de tap fixo no transformador da subestação:

As maiorias dos transformadores instalados nas subestações de distribuição possuem tapes fixos, normalmente no lado de alta tensão, que podem alterar a relação de transformação em +/- 2 tapes de 2,5%, totalizando uma capacidade de 10%. Porém, devido a esses tapes serem fixos, torna-se necessário o desligamento do transformador para executar essa alteração. Esse recurso normalmente é verificado na fase de planejamento.

h) Instalação de reguladores de tensão:

São normalmente instalados ao longo do alimentador, onde os níveis de tensão não se encontram nos níveis adequados.

#### 4.4 - CORREÇÃO DE TENSÃO USANDO CAPACITOR *SHUNT*

A aplicação de capacitores de potência em sistema de distribuição produz a melhoria do fator de potência e conseqüentemente melhoria da tensão.

Considere o circuito da Figura 4.3, onde:

- $V_S$  Tensão na fonte;
- $V_R$  Tensão na barra regulada da subestação;
- $V_q$  Queda de tensão no circuito;
- $I$  Corrente no circuito;

- $R$  Resistência da LD;
- $X$  Reatância da LD;
- $I_R$  Corrente devido à potência ativa;
- $I_X$  Corrente devido à potência reativa;
- $\emptyset$  Ângulo entre a tensão e a corrente na carga.

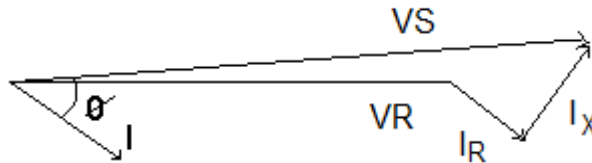


Fig. 4.3 Diagrama de um circuito de uma LD.

Considerando a queda de tensão  $V_q$ , tem-se:

$$V_q = I_R \cdot R + I_X \cdot X \quad (4.6)$$

Instalando-se o capacitor  $C1$ , em derivação no ponto da carga, conforme Figura 4.4, tem-se:

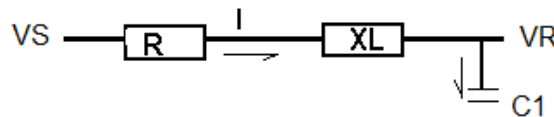


Fig. 4.4 Diagrama de um circuito de uma LD com capacitor  $C1$ .

O novo valor da queda de tensão será:

$$V_q = I_R \cdot R + I_X X_L - I_C X_L \quad (4.7)$$

$$V_q = I_R \cdot R + (I_X - I_C) \cdot X_L \quad (4.8)$$

Com a ligação do capacitor a queda de tensão diminui de " $I_C \cdot X_L$ ", ou seja, a tensão foi elevada em  $I_C \cdot X_L$ , se  $V_S$  permaneceu constante.

$$V_{qa} = I_C X_L \quad (4.9)$$

Então,  $V_{qa}$  seria o acréscimo de tensão devido à instalação do capacitor C1.

Se, nas expressões anteriores, R for a resistência de um condutor de um circuito trifásico e  $X_L$  sua reatância, a elevação de tensão em porcentagem de tensão  $V_R$  será:

$$V_{qa} \% = \frac{100 I_C X_L}{V_R} \quad (4.10)$$

O problema para alocação de banco de capacitores é que os alimentadores das redes de distribuição de grande porte podem possuir milhares de nós elétricos e dezenas de quilômetros de comprimento.

Suponha o circuito do alimentador de forma uniforme, conforme a Figura 4.5:

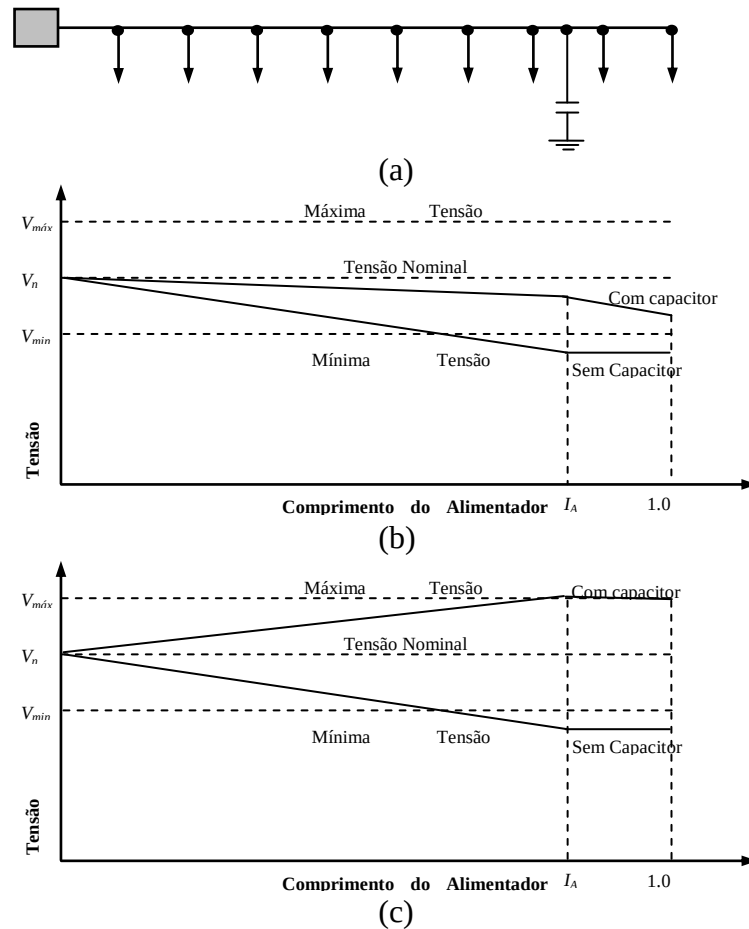


Fig. 4.5 Localização de bancos de capacitores: (a) Localização física, (b) Perfil de tensão com carregamento pesado e (c) Perfil de tensão com carregamento leve.

Observa-se que para diferentes perfis de carregamento o alimentador comporta-se de maneira diferente quanto ao perfil de tensão exibido. A instalação de capacitores fixos, durante períodos de carga pesada, pode inclusive implicar uma sobretensão em períodos de carga leve. A solução para esse tipo de problema é a instalação de capacitores chaveados, ou seja, capacitores com estágios discretos de compensação reativa para serem operados conforme o carregamento do alimentador. Para a instalação de capacitores chaveados é necessário um estudo sobre a demanda reativa diária, a partir da qual pode-se determinar o valor dos estágios fixos e chaveados.

#### **4.5 - CORREÇÃO DE TENSÃO USANDO CAPACITOR SÉRIE**

A aplicação de sistemas de compensação série é amplamente utilizada em sistemas de transmissão. Em um SED, quando se tem linhas longas, a compensação série pode contribuir para:

- Aumento da capacidade de transmissão de potência;
- Controle de tensão auto-regulado, contínuo e instantâneo;
- Melhoria no fator de potência;
- Diminuição das perdas das linhas.

Na maioria dos casos a utilização de reguladores ou capacitores *Shunt* representa um menor custo em relação a capacitores série, mas nos casos citados a compensação série passa a ser competitiva.

A idéia da aplicação do capacitor série na distribuição é muito antiga, e visa compensar, ou até sobrecompensar a parcela da reatância indutiva das linhas. A sobrecompensação pode ainda proporcionar, se tomados os devidos cuidados, melhores resultados, pois além de compensar a indutância da linha compensa parte dos reativos da carga, reduzindo a corrente que circula na linha, minimizando as perdas e ampliando a faixa de regulação do banco série.

Isto permite que a compensação série seja, em muitos casos, uma alternativa para atendimento, quando a mesma exigir investimentos para a regulação de tensão, quando comparada com alternativas convencionais, como



instalação de reguladores de tensão, bancos de capacitores *shunt*, recondutoramento de linhas, construção de alimentadores, subestações e até ramais de linhas de transmissão.

Para condições de regime permanente a avaliação dos efeitos da compensação série é muito fácil e perceptível, bastando analisar um diagrama fasorial, partindo de dados físicos da linha, dados da carga, incluindo fator de potência. Mas no caso de regime transitório, como, por exemplo, energização de linhas, transformadores, e alimentação de cargas oscilantes, pode trazer problemas de oscilação de tensão para o sistema. Ou seja, a solução que atende o regime permanente pode não atender ao regime transitório, e vice-versa. Sendo assim, as soluções devem ser avaliadas de forma separada, e definida aquela que resolva o problema na condição de regime permanente e não cause problemas na condição de regime transitório.

Porém o aumento de tensão causado pelo capacitor *shunt* depende da reatância da linha, enquanto o aumento de tensão pela compensação série depende principalmente da potência reativa da carga. Essa é a grande diferença entre eles.

Tanto o capacitor *shunt* quanto o série, tem o mesmo objetivo: a melhoria da tensão e redução das perdas, através da compensação de fase.

Convém salientar que a compensação série apesar de ser uma alternativa viável, tem seu uso limitado, sendo aplicado apenas em casos particulares, conforme listado anteriormente.

## CAPÍTULO V

### REGULAÇÃO DE TENSÃO NAS SUBESTAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO

#### 5.1 - INTRODUÇÃO

O nível de tensão em um sistema de distribuição de média tensão, (tensões de 1kV a 69kV), considerando as subestações e as linhas de distribuição, é determinado pela tensão na subestação e pelas quedas de tensão nessas linhas, variando com flutuações nos níveis de consumo, e por flutuações na tensão nas subestações, oriundas da alimentação do lado da alta tensão (SDAT).

Para se fazer a regulação de tensão em subestações ou em LD's são usados os transformadores reguladores com tap sob carga, normalmente conhecidos como *OLTC* (*On Load Tap Changer*), ou comutador sob carga.

A regulação de tensão normalmente é feita através de reguladores de tensão ou transformadores reguladores instalados no barramento da subestação, ou através de reguladores de tensão instalados ao longo das linhas de distribuição, que podem também ser associados ou não a bancos de capacitores na subestação ou ao longo da linha de distribuição – LD [59].

O uso de reguladores de tensão nos sistemas de distribuição de energia elétrica teve início a partir dos anos 40 nos países desenvolvidos, principalmente nos Estados Unidos, em função de sua grande extensão territorial, onde os centros de consumo estão espalhados por vastas áreas. Por conta disso, hoje se encontram instalados em vários pontos daquele país, dezenas de milhares de reguladores,

forneendo aos pontos de consumo uma regulação de tensão adequada e conferindo qualidade ao fornecimento de energia.

O Brasil apresenta certa similaridade com os Estados Unidos no que se refere ao espaço territorial, no qual também se faz necessária a utilização dos reguladores de tensão. Estes têm grande aceitação por parte das concessionárias, por razões econômicas, de simplicidade e versatilidade. Além disso, atualmente existem vários modelos de reguladores de tensão totalmente fabricados no Brasil, o que elimina os problemas de obtenção de peças de reposição verificados até 1986, quando tais equipamentos eram total ou parcialmente (comutador sob carga) importados dos Estados Unidos.

## 5.2 - REGULADORES DE TENSÃO

Os reguladores de tensão, são normalmente divididos em 2 tipos: *autobooster* e autotransformadores de 32 degraus.

### 5.2.1 - Regulador de Tensão *Autobooster*

São equipamentos monofásicos, porém mais simples, possuindo 4 tapes de 1,5% a 2,5% cada, totalizando uma capacidade de 6% a 10%, tendo a característica de não elevar e abaixar a tensão ao mesmo tempo.

Conforme Figura 5.1, o regulador de tensão está configurado como elevador de tensão, conforme chave na posição R (*raise*), sendo que diagrama à direita é uma simplificação do diagrama da esquerda.

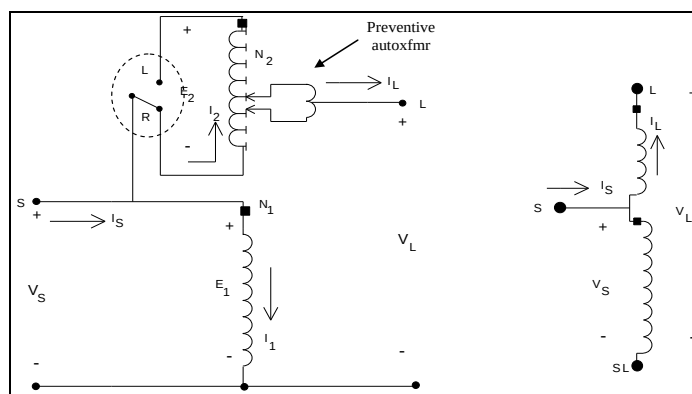


Fig. 5.1 – Esquemático do regulador *Autobooster* configurado como elevador de tensão.

Já na Figura 5.2, o regulador de tensão está configurado como abaixador de tensão, conforme chave na posição L (*lower*), sendo que o diagrama à direita é uma simplificação do diagrama da esquerda.

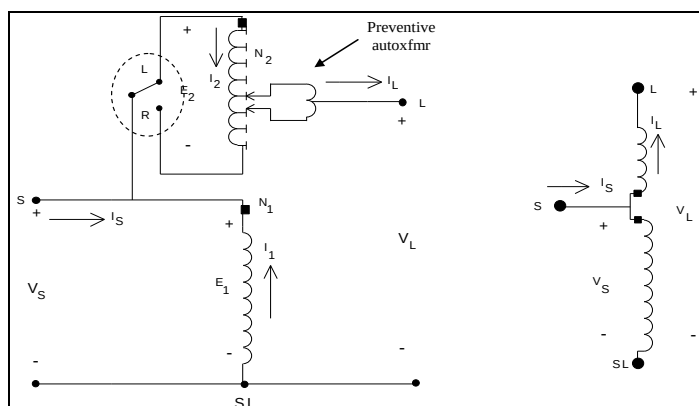


Fig. 5.2 – Esquemático do regulador *Autoboost* configurado como abaixador de tensão.

Conforme demonstrado nas Figuras 5.1 e 5.2, o regulador *autobooster* não possui a capacidade de regulação de elevar e abaixar tensão consecutivamente, devendo esse ajuste ser feito previamente. Devido a essa característica e ao baixo custo, são normalmente usados em redes de distribuição rurais (RDR), em área de baixa densidade de carga, sendo mais usado como elevador de tensão e como auxiliar do regulador de tensão de 32 degraus. Convém salientar que esses reguladores de tensão estão em desuso atualmente.

### 5.2.2 - Regulador de Tensão de 32 Degraus

São normalmente trifásicos, ligados em estrela aterrada, podendo ser transformadores reguladores (por exemplo: 138/13,8kV +/- 10%), ou reguladores de tensão (por exemplo: 13,8/13,8kV +/- 10%), dotados de 32 degraus ou tapes, sendo as tensões de saída mais comumente usadas, variando de 13,8kV a 34,5kV.

O regulador de tensão é um equipamento que mantém um nível de tensão pré-determinado em uma linha de distribuição, apesar das variações de carga, sendo basicamente um autotransformador com comutação automática de tap, através de um comutador sob carga. Essa variação normalmente é dividida em até 32 tapes (16 tapes para abaixar e 16 tapes para elevar a tensão), conseguindo com

isto uma variação de  $\pm 0,65\%$  em cada tap, totalizando uma variação na tensão em  $\pm 10\%$  da tensão de alimentação.

O regulador de tensão normalmente possui um relé regulador de tensão, que percebe o exato momento para aumentar ou diminuir a tensão de alimentação. Para isso a imagem da tensão de alimentação, medida através de um transformador de potencial é comparada com um nível de tensão já pré-ajustada no relé sensor de tensão. Estando a tensão fora dos parâmetros pré-definidos, é iniciada a temporização (tempo morto). Após esse tempo, é enviado um sinal para acionamento da chave de comutação de tensão, conforme a Figura a seguir:

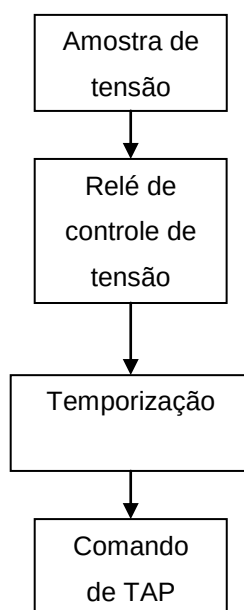


Fig. 5.3 – Esquema simplificado da regulação de tensão.

### 5.2.2.1 - Funcionamento do Comutador Sob Carga (OLTC) de 32 Degraus

O regulador de tensão é basicamente um autotransformador, podendo funcionar como elevador de tensão, conforme Figura abaixo:

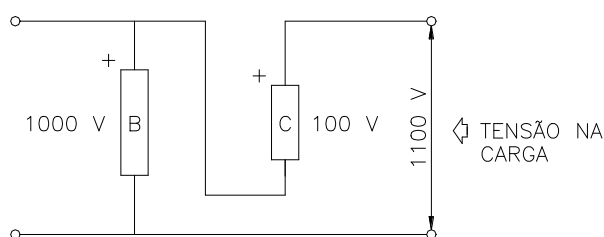


Fig.5.4 – Funcionamento do regulador de tensão como elevador.

Ou como abaixador de tensão, conforme Figura abaixo:

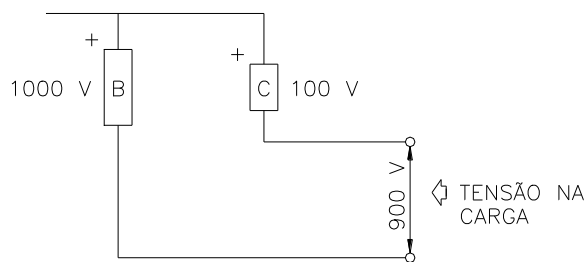


Fig.5.5 – Funcionamento do regulador de tensão como abaixador.

A polaridade das bobinas é que determina a ligação elétrica para o autotransformador funcionar como abaixador ou elevador. Adicionando tapes à bobina “C”, passa-se a ter degraus de tensão, conforme mostrado abaixo:

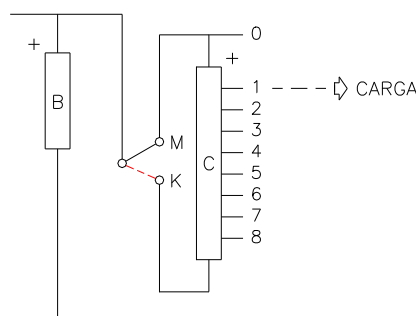


Fig.5.6 – Funcionamento do regulador de tensão com tapes.

Conforme a Figura 5.6, se a carga estiver ligada no tap 1, e se for preciso alterar sua ligação para o tap 2, o circuito do regulador de tensão seria interrompido durante esse período.

Para que o comutador possa trabalhar sob carga, é adicionado um reator ao circuito, conforme a Figura 5.7. Enquanto uma das extremidades do reator estiver no tap 3, a alimentação da carga se faz através da outra extremidade do reator (tap 4).

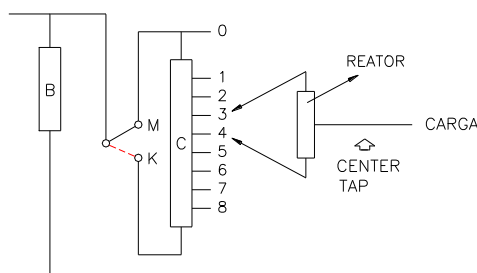


Fig.5.7 – Funcionamento do regulador de tensão usando reator.

A tensão aplicada aos terminais do reator é  $V_d$ , mas a tensão na carga aumentará ou diminuirá na proporção de  $V_d/2$ , devido ao *center tap*, o que explica o reator ser um divisor de tensão.

O reator tem as funções de divisor de tensão, de não permitir a interrupção do circuito na comutação e limitar a corrente circulante.

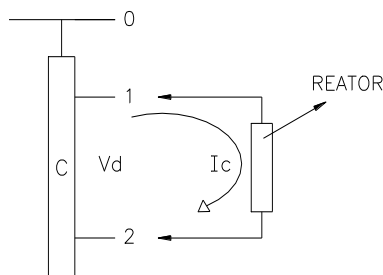


Fig.5.8 – Reator com a função de divisor de tensão.

Conforme a Figura 5.8, ao ser aplicada a tensão  $V_d$  sobre os terminais do reator, circula por ele uma corrente  $I_c$ . Esta corrente deve ser limitada para que não ocorra o desgaste excessivo dos contatos do comutador e a vida útil dos mesmos seja preservada. A determinação do limite da corrente circulante no reator parte do princípio da extinção de arco em um circuito conforme mostrado na Figura. 5.9:

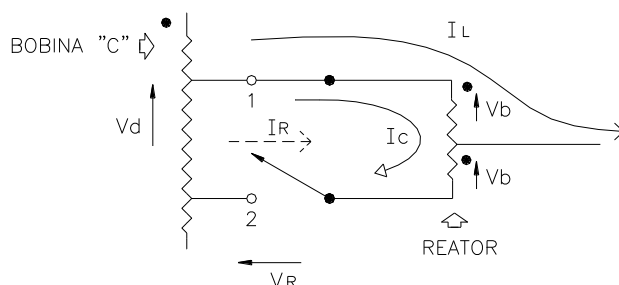


Fig.5.9 – Reator com a função de não interrupção do circuito.

A alternância da corrente circulante de zero (circuito A) para o valor 50%  $I_L$  (circuito B) durante as comutações do regulador causaria um elevado desgaste dos contatos do comutador, ou seja, a taxa de variação de corrente de zero para 50% seria elevada, o que causaria o aumento da tensão de arco e conseqüentemente da potência de arco.

Para resolver este problema e manter a corrente circulante no reator constante em 50%  $I_L$  independentemente da posição do comutador, adiciona-se a bobina de equalização ao circuito do reator conforme se segue:

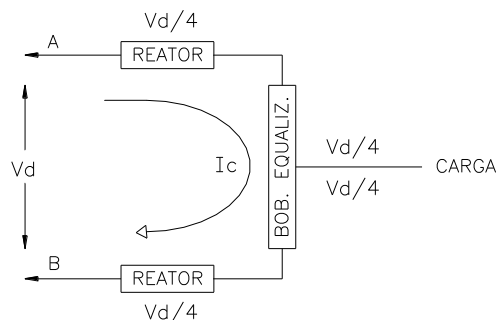


Fig.5.10 – Bobina de equalização para limitação da corrente circulante.

A bobina de equalização localiza-se na parte ativa do transformador principal do regulador, o que possibilita que esta bobina seja um elemento ativo, ou seja, uma fonte de tensão, no circuito do reator, quando o mesmo estiver na condição do circuito “A”. Sendo assim, analisando o circuito a seguir, percebe-se que a corrente circulante nesta condição muda de sentido, mas se mantém em Módulo.

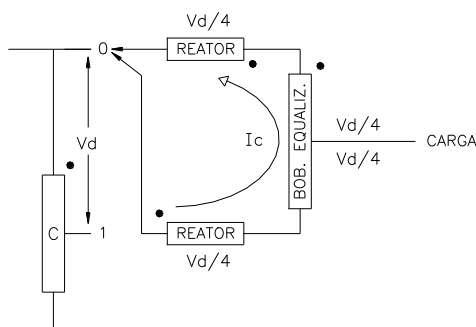


Fig.5.11 – Corrente circulante na bobina de equalização.

### 5.3 - RELÉ DE CONTROLE DE TENSÃO

O controle de tensão em barras de média tensão de subestações é realizado através de relés de controle eletrônicos ou digitais, número de função 90 (ANSI), comumente designados relés 90 ou relé regulador de tensão - AVR (*Automatic Voltage Relay* [60]).

Na Figura. 5.12 é mostrado o funcionamento básico do relé regulador de tensão:



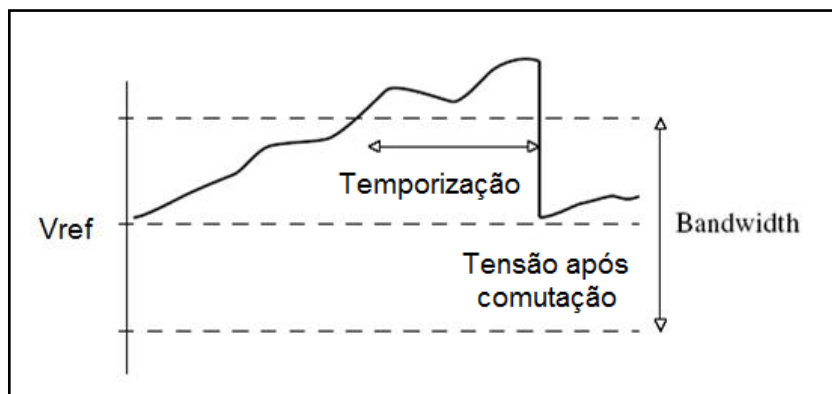


Fig. 5.12 – Funcionamento do relé regulador de tensão – relé 90.

Basicamente o relé 90 tem o ajuste de tensão de referência –  $V_{ref}$ , e o ajuste de sensibilidade – *bandwidth* (banda morta), onde o relé inicia a atuação quando a diferença entre o ajuste de  $V_{ref}$  e o *bandwidth* ocorra, sendo iniciada a contagem de tempo através da temporização. Caso a tensão não se normalize durante esse período, será enviado pelo relé 90 um comando de comutação para o regulador de tensão, para que ocorra a normalização da tensão.

### 5.3.1 - Componentes de um Relé de Controle de Tensão

Os relés 90 possuem vários componentes básicos, sendo os principais: tensão de referência -  $V_{ref}$ , *bandwidth* (banda morta), temporização (tempo morto), compensação de queda de linha (LDC), funções de bloqueios, e algumas funções adicionais.

#### 5.3.1.1- Tensão de Referência ( $V_{ref}$ )

Esta função tem como finalidade ajustar o nível de tensão da linha, de modo que permaneça a mais estável possível.

O sensor de tensão do relé 90 tem a finalidade de comparar a tensão fornecida pelo transformador de potencial - TP com a tensão de referência ajustada neste parâmetro, de forma a manter a tensão na linha regulada. Havendo variação na tensão medida, o sensor do relé 90 detectará imediatamente a diferença entre o valor ajustado e o valor medido, sensibilizando o relé 90.

### 5.3.1.2 - Banda Morta (*bandwidth*)

Esse ajuste determina a faixa de precisão, a partir da tensão de referência, dentro da qual o regulador considera que não há necessidade de comutação, estabelecendo assim a variação máxima da tensão na carga.

Como por exemplo, considerando:

$$V_{ref} = 117 \text{ V}$$

$$\text{Banda Morta} = 1 \text{ V ou } (0,833\%)$$

Considerando

$$\text{Banda} = V_{ref} \pm \text{Banda Morta}$$

Tem-se:

$$\text{Banda máxima} = 118 \text{ V}$$

$$\text{Banda mínima} = 116 \text{ V}$$

Considerando que a relação de transformação do Transformador de potencial - Rtp, seja de 120, tem-se:

$$V_{ref} = 117 \times 120 = 14040 \text{ V}$$

$$\text{Banda morta} = 1 \times 120 = 120 \text{ V}$$

$$\text{Banda máxima} = 118 \times 120 = 14160 \text{ V}$$

$$\text{Banda mínima} = 116 \times 120 = 13920 \text{ V}$$

A comutação será realizada quando a tensão ultrapassar os limites da banda morta. Isso quer dizer que na faixa de (13920 a 14160 V), não haverá comutação, Ou seja, o controle do relé 90 não emite nenhum comando de elevar ou abaixar para o comutador.

### 5.3.1.3 - Tempo Morto (temporização)

O recurso de tempo morto é utilizado para evitar operações desnecessárias do comutador sob carga durante oscilações momentâneas de tensão da linha. Neste parâmetro pode-se selecionar entre dois tipos de temporização:

a) Linear:

O tempo para se iniciar uma operação do comutador sob carga (após a detecção de um desvio de tensão maior que a banda morta) é sempre igual ao valor ajustado no parâmetro de banda morta.

b) Inversa:

O tempo para se iniciar uma operação do comutador sob carga varia de forma inversamente proporcional ao desvio da tensão medida em relação à tensão nominal (quanto maior a diferença entre a tensão medida e a tensão de referência, menor será o tempo para operação do comutador sob carga). É utilizada para uma regulação de tensão mais rápida em caso de grandes desvios da tensão.

Existe também o recurso chamado de tempo subsequente, onde o tempo para a primeira operação do comutador sob carga será ajustado no parâmetro de banda morta. Caso uma única operação do comutador não seja suficiente para que a tensão retorne aos limites ajustados, o relé 90 utilizará o ajuste de tempo subsequente como intervalo para os demais comandos para o comutador sob carga, sendo esse tempo normalmente inferior aos ajustes do tempo morto, permitindo uma normalização mais rápida da tensão. Esse recurso é útil em caso de grandes oscilações de tensão.

### 5.3.1.4 - Compensação de Queda de Linha (LDC)

O compensador de queda de tensão de linha incorporado – LDC (*line-drop compensation*) permite reproduzir em ampla escala a queda de tensão em uma linha conectada ao transformador regulador. Com ele pode-se manter constante a tensão

no ponto de consumo independentemente da carga (através dos parâmetros R e X do circuito). Essa função será discutida e demonstrada com mais detalhes no Item 5.5.

#### **5.3.1.5 - Bloqueios**

São ajustes em que a atuação do relé 90, em situações anormais do sistema elétrico da distribuição é bloqueada, sendo:

a) Subtensão:

Usado para o caso da tensão do SED ser interrompida ou reduzida consideravelmente. Normalmente é ajustado para 80% da tensão nominal do regulador de tensão.

b) Sobretensão:

Usado para o caso da tensão do SED ser elevada consideravelmente, no caso de desligamentos de grandes blocos de cargas, ou blecautes. Normalmente é ajustado para 120% da tensão nominal do regulador de tensão.

c) Sobrecorrente:

Esse recurso é usado para prevenir o comutador de operar durante uma situação de sobrecarga no transformador. Normalmente é ajustado para 150% da corrente nominal do transformador.

#### **5.3.1.6 - Funções Adicionais**

São funcionais acessórias que atualmente estão sendo incorporadas nos relés 90:

a) Faixa Horária:

Podem ser programados grupos de regulação através da programação de uma faixa horária ou ajuste para cada grupo, com hora, minuto e dia da

semana de início e término, podendo haver inclusive ajustes diferentes para cada grupo, como por exemplo: LDC, tensão constante, etc.

b) Fluxo inverso:

Os reguladores de tensão são geralmente instalados em circuitos radiais. Entretanto, alguns circuitos têm a capacidade de interligações onde poderá ocorrer inversão do fluxo de carga. Atualmente tem havido também um grande aumento de sistemas com co-geração interligados às LD's. Devido a essa situação, o regulador poderá ter um comportamento inadequado, causando sobretensões ou subtensões no circuito. Devido a esses fatos, atualmente os relés 90 cada vez mais estão sendo providos desses recursos, como por exemplo, conforme listado no manual do relé TBR1000 da Toshiba [61]:

- Modo direto ativado;
- Modo inverso ativado;
- Modo inverso inibido;
- Modo Bi-direcional;
- Modo inverso bloqueado no TAP zero;
- Modo de Co-geração.

c) Funções de programação de lógicas e telecontrole:

Atualmente, a grande maioria dos relés 90 já possuem o recurso de telecontrole e programação de lógicas, permitindo com isso um controle praticamente *online* desses reguladores. Esse recurso será muito importante no futuro, principalmente com a intensificação da tecnologia "*smart grid*".

### 5.4 - METODOLOGIAS DE CONTROLE AUTOMÁTICO DE TENSÃO

Pode-se citar as metodologias de controle automático de tensão (CAT), através de características de regulação (grupos) e através das técnicas de configuração dos relés de controle de tensão.

### **5.4.1 - Grupos de Regulação de Tensão**

As metodologias mais comumente usadas nos relés de controle de tensão (relé 90) podem ser divididas em 4 grupos.

#### **5.4.1.1 - Regulação Dinâmica**

Os valores da tensão de referência máxima -  $V_{max}$  e Mínima -  $V_{min}$  são variáveis, de acordo com parâmetros do circuito (corrente, potência, fator de potência), ou seja, não existem valores da tensão de referência -  $V_{ref}$  pré-definidos. Nesse caso a tensão na subestação varia, para que a tensão no consumidor seja a mais estável possível.

Ex. CAT com reta de carga e com LDC.

#### **5.4.1.2 - Regulação Estática**

Os valores de  $V_{max}$  e  $V_{min}$  não se alteram independentemente da variação de outros parâmetros (corrente, fator de potência, faixas de carga, horários, etc). Porém, a tensão no consumidor varia de acordo com a carga e a queda de tensão no circuito.

Ex. CAT com tensão definida.

#### **5.4.1.3.- Regulação por Faixas**

Os valores de  $V_{max}$  e  $V_{min}$  são programados para cada grupo de ajustes pré-definidos por horários ou por faixas de carga.

Ex. CAT por tempo definido.

#### **5.4.1.4 - Regulação por sistemas inteligentes**

Existem atualmente alguns estudos propondo a metodologia de regulação de tensão usando sistemas inteligentes, principalmente através da Lógica *Fuzzy*, devido à existência de equipamentos microprocessados cada vez mais potentes e

também à tendência atual de existência cada vez mais de co-geração e também um novo conceito de redes inteligentes, chamado de “*Smart Grid*”, conforme descrito no trabalho [53] e [54].

#### **5.4.2 - Técnicas de Regulação de Tensão**

Apesar de na literatura técnica muito se falar em regulação de tensão através da LDC, esta técnica não é a mais adequada para várias situações, existindo outras soluções implementadas pelas concessionárias. Que são citadas abaixo:

##### **5.4.2.1 - CAT com Tempo Definido**

Nesse caso são atribuídos ajustes do relé 90, conforme ciclos diários de carga, sendo: Carga Leve, Média ou Pesada, ou através de ciclos semanais, conforme dias de maior ou menor carregamento (finais de semana). Essa técnica é usada em alguns casos, onde devido à associação de linhas longas com cargas industriais e residências, podem ocorrer baixas tensões nos períodos em que o segmento industrial estiver operando em carga leve, mas o segmento residencial em carga pesada, como no horário de ponta dos domingos, conforme utilizada pela concessionária Elektro, através do artigo [52].

##### **5.4.2.2 - CAT com Reta de Carga**

Nesse caso é usado um cálculo de tensão x corrente, onde tanto maior será a tensão de referência quanto maior for a corrente na carga.

Esse é um recurso dinâmico, que, semelhante ao LDC, irá compensar a queda de tensão no circuito, pois a  $V_{ref}$  será proporcional à carga instantânea do circuito. Considerando que com o aumento da corrente, haverá o aumento da queda de tensão do circuito, o aumento de tensão irá compensar a queda de tensão do circuito. Porém, diferentemente do LDC, essa regulação não leva em consideração as resistências  $R$  e reatâncias  $X$  do circuito. Devido a esse fato a tensão no centro de carga, não será tão estável conforme o LDC. Essa técnica de regulação de

tensão poderá ser usada quando for difícil a implementação do LDC em algum circuito, devido principalmente às grandes variações diárias do fator de potência nesses circuitos. Essa metodologia é citada em [50], sendo que o trabalho [51] cita um exemplo de implementação dessa técnica na concessionária Cemig, onde os cálculos são feitos da seguinte maneira:

$$V_{REF} = \frac{(I_{INST} - I_{MIN}) \cdot (V_{MAX} - V_{MIN})}{(I_{MAX} - I_{MIN})} + V_{MIN} \quad (5.1)$$

Onde:

- $V_{REF}$  Tensão de referência;
- $V_{MIN}$  Tensão mínima de  $V_{REF}$ ;
- $V_{MAX}$  Tensão máxima de  $V_{REF}$ ;
- $I_{MAX}$  Corrente máxima do circuito;
- $I_{MIN}$  Corrente mínima do circuito;
- $I_{INST}$  Corrente instantânea do circuito.

Conforme o gráfico da Figura. 5.13, pode se notar que a tensão de referência será proporcional ao aumento da corrente  $I_{INST}$ , sendo limitado pelas tensões  $V_{MAX}$  e  $V_{MIN}$ .

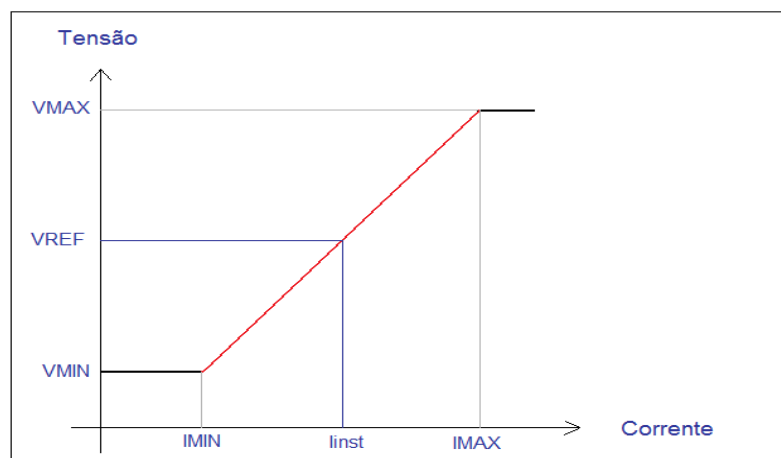


Fig. 5.13 – Esquemático da reta de carga



No capítulo VI, esse método será usado no estudo de caso como exemplo de regulação de tensão.

#### 5.4.2.3 - CAT com Tensão Definida

Nesse caso é definido um valor de referência máximo ( $V_{max}$ ) e o valor mínimo ( $V_{min}$ ), onde a tensão na subestação estará sempre em uma faixa independentemente da corrente na carga ou do fator de potência.

Quando se possui um circuito, onde o comportamento da carga é mais ou menos previsível, principalmente quando se instala banco de capacitores ou reguladores de tensão, em trechos com problemas na rede, pode-se optar por essa metodologia, principalmente com a vantagem de se conseguir uma tensão próxima à faixa adequada superior ( $1,05 \cdot V_{ref}$ ), sem entretanto entrar na faixa precária ou crítica. Com isso é possível uma tensão de fornecimento mais elevada, conseguindo um incremento na venda de energia.

Nessa técnica, diferentemente da LDC, a tensão no consumidor não fica estável, ficando normalmente maior em regime de carga leve, e menor em regime de carga pesada.

No capítulo VI, esse método será usado no estudo de caso como exemplo de regulação de tensão.

#### 5.4.2.4 - CAT com LDC

Nesse caso, o ajuste de tensão é feito através de um compensador de queda na linha, através de parâmetros de resistência e reatância da linha. Este é um componente que simula a impedância da linha desde o regulador de tensão até o ponto onde se deseja que a tensão seja constante.

Essa técnica é a mais difundida mundialmente, sendo um recurso quase obrigatório nos relés de controle de tensão, constando de todos os relés de controle de tensão usados atualmente [61], [62], [63], [64]. Essa técnica é usada desde os primórdios do advento dos reguladores de tensão, principalmente a partir da década de 50, sendo citado como técnica bastante difundida já no livro *Distribution Systems, Electric Utility Engineering Reference Book*, publicado em 1965 [65].

## 5.5 - FUNCIONAMENTO DA COMPENSAÇÃO DE QUEDA DE LINHA (LDC)

O LDC (*line drop compensation*), ou compensação de queda na linha é um recurso do relé 90 que permite que a tensão na carga (e não a tensão na saída do transformador), seja mantida dentro dos limites ajustados, levando em consideração a queda de tensão entre o transformador e a carga, devido à resistência e à reatância do circuito. O relé 90 efetua o cálculo da tensão na carga utilizando as medições de tensão na saída do transformador e da corrente de carga, além dos parâmetros da linha programados.

O secundário do transformador de potencial - TP, que fornece a amostra da tensão do lado de carga, é colocado em série com um circuito cujas resistências e reatâncias são imagens da resistência e reatâncias da linha. Quando o regulador é submetido à carga, circula no transformador de corrente - TC uma corrente proporcional ao carregamento e, conseqüentemente aparece uma queda de tensão em R e X, proporcional à queda de tensão da linha.

Neste caso, a tensão no relé 90 é a tensão do secundário do TP menos a queda provocada pelo compensador. Logo o relé 90 comandará o regulador de maneira à restabelecer o equilíbrio entre a tensão no relé 90 e a tensão de saída do regulador. Assim, esta tensão de saída é maior que aquela considerada para o sistema, porém, devido à queda de tensão na linha, a tensão na carga ficará constante, ou seja, a compensação de queda na linha, mantém a tensão constante no ponto de regulação ( $V_{CMP}$ ), também chamado de centro de carga, como mostrado na Figura. 5.14 [63].

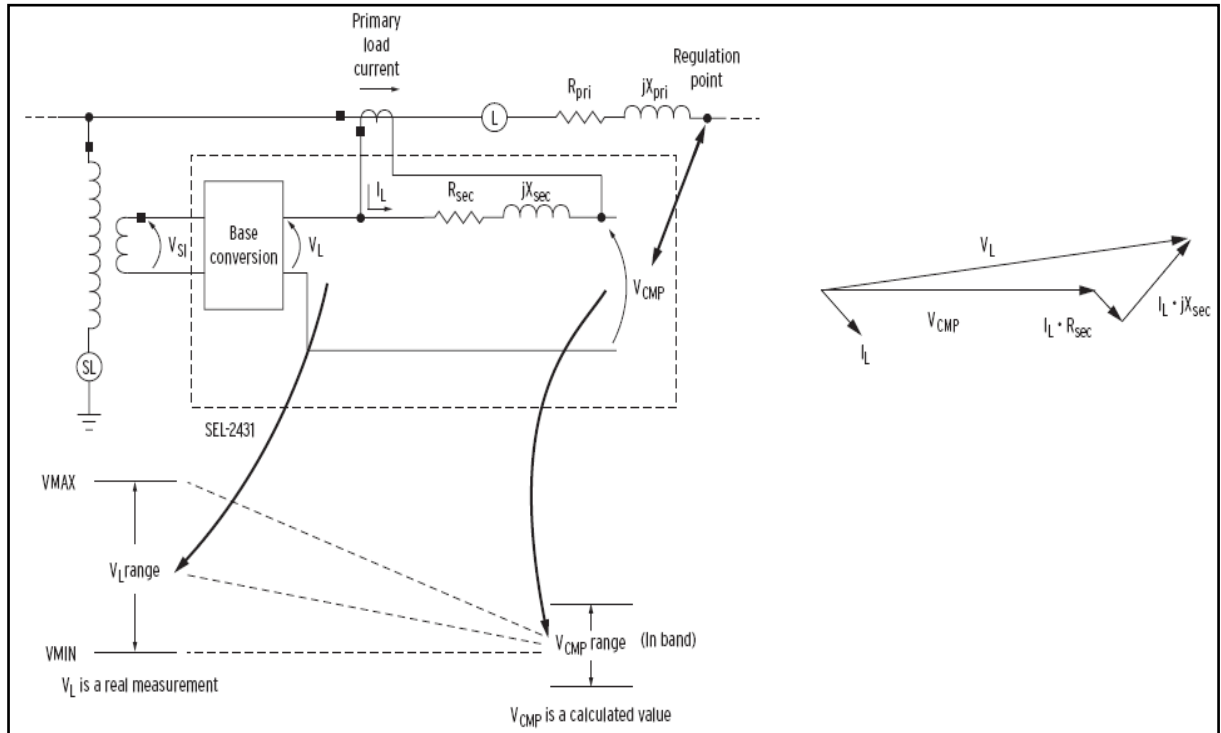


Fig. 5.14 – diagrama esquemático do LDC.

Normalmente são utilizados em sistemas onde a queda de tensão na linha é mais significativa, requerendo, portanto melhor precisão da compensação. É necessário o conhecimento dos dois parâmetros da linha, resistência (R) e reatância (X).

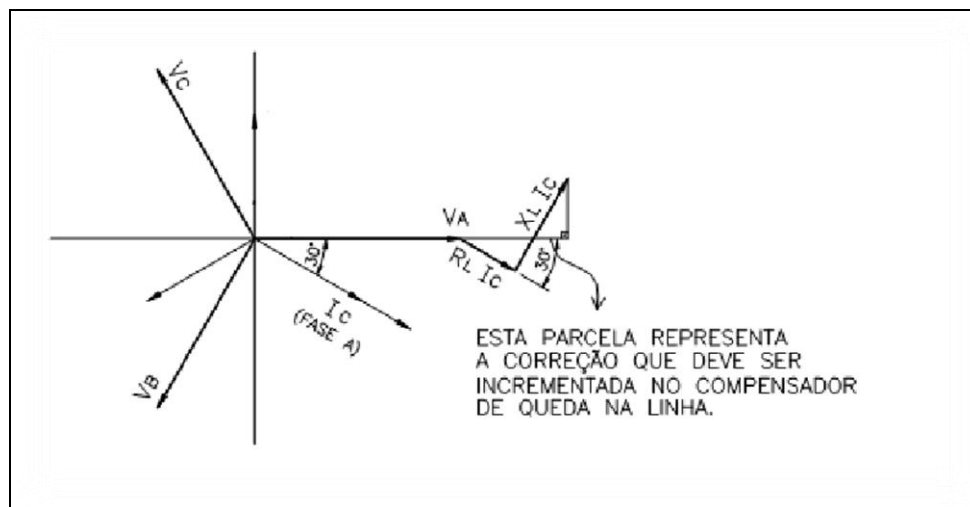


Fig. 5.15 – Diagrama fasorial do LDC.

Através dos ajustes do LDC pode-se manter a tensão constante em uma carga no final da linha, ou no ponto médio da LD, através do incremento de tensão  $R_L I_C$  e  $X_L I_C$ , conforme a Figura. 5.15.

A maneira para ajustar o LDC é utilizar o método de centro de carga, considerando que a LD tenha uma carga no seu final ou que existam cargas distribuídas uniformemente ao longo da LD, com uma impedância de linha também uniforme. Existe também um terceiro método chamado de Z equivalente, quando não é possível determinar a resistência (R) e reatância (X), devido à característica das linhas, principalmente em subestações que alimentam vários circuitos ao mesmo tempo, e as cargas não estejam uniformemente distribuídas.

### 5.5.1 - LDC para Cargas no Final da Linha

A metodologia usada para ajustar o LDC é a chamada de centro de carga, onde se considera que a LD tenha os parâmetros de R e X e uma carga instalada no final dessa LD.

Os parâmetros R e X podem ser encontrados através da seguinte expressão:

$$R_{LDC} = \frac{I_{NOM}}{R_{TP}} \cdot R_L \cdot D_L \quad (5.2)$$

$$X_{LDC} = \frac{I_{NOM}}{R_{TP}} \cdot X_L \cdot D_L \quad (5.3)$$

Onde:

- $R_{LDC}$  Ajuste do relé 90 para compensação resistiva em V;
- $X_{LDC}$  Ajuste do relé 90 para compensação reativa em V;
- $I_{NOM}$  Corrente nominal do circuito;
- $I_{CARGA}$  Corrente nominal da carga;
- $R_{TP}$  Relação de transformação do transformador de potencial;
- $R_L$  Resistência elétrica do condutor em  $\Omega/\text{km}$ ;
- $X_L$  Reatância indutiva em  $\Omega/\text{km}$ ;
- $D_L$  Comprimento total da LD em km

Os valores de  $R_L$  e  $X_L$  podem ser encontrados na Tabela 5.1:

Tab. 5.1 – Resistências e Reatâncias em  $\Omega/\text{km}$ .

### Características dos Condutores

ALUMÍNIO COM ALMA DE AÇO - CAA

| CÓDIGO  | CONDUTOR   | FORMAÇÃO | SEÇÃO NOMINAL   | DIÂMETRO TOTAL CABO | PESO NOMINAL CABO | CARGA RUPTURA | RESISTÊNCIA ELÉTRICA 70°C - 60Hz | RESISTÊNCIA ELÉTRICA 100°C | REATÂNCIA INDUTIVA |            | CORRENTE ADMISSÍVEL 40° AMBIENTE C/ VENTO DE 2,2km/h |                      |
|---------|------------|----------|-----------------|---------------------|-------------------|---------------|----------------------------------|----------------------------|--------------------|------------|------------------------------------------------------|----------------------|
|         | AWG ou MCM | FIOS     | mm <sup>2</sup> | mm                  | kg/m              | kgf           | $\Omega/\text{km}$               | $\Omega/\text{km}$         | $\Omega/\text{km}$ |            | A                                                    |                      |
|         |            |          |                 |                     |                   |               |                                  |                            | e.e.+1,85m         | e.e.+1,35m | 30° ELEV. NORMAL                                     | 60° ELEV. EMERGÊNCIA |
| SWAN    | 4          | 6/1      | 24,71           | 8,36                | 0,086             | 830           | 1,6397                           | 1,8046                     | 0,5495             | 0,5244     | 112                                                  | 153                  |
| SPARROW | 2          | 6/1      | 39,22           | 8,01                | 0,136             | 1265          | 1,0321                           | 1,1359                     | 0,5457             | 0,5207     | 151                                                  | 206                  |
| RAVEN   | 1/0        | 6/1      | 62,38           | 10,11               | 0,216             | 1940          | 0,6500                           | 0,7154                     | 0,5439             | 0,5188     | 203                                                  | 277                  |
| PIGEON  | 3/0        | 6/1      | 99,23           | 12,75               | 0,343             | 3028          | 0,4099                           | 0,4511                     | 0,5221             | 0,4971     | 294                                                  | 387                  |
| PENGUIN | 4/0        | 6/1      | 125,10          | 14,31               | 0,433             | 3820          | 0,3257                           | 0,3585                     | 0,4973             | 0,4722     | 318                                                  | 449                  |
| LINNET  | 336,4      | 26/7     | 198,30          | 18,31               | 0,687             | 6375          | 0,2035                           | 0,2240                     | 0,4165             | 0,3914     | 432                                                  | 591                  |

e.e. - Espalhamento Equivalente.

ALUMÍNIO SIMPLES - CA

| CÓDIGO | CONDUTOR   | FORMAÇÃO | SEÇÃO NOMINAL   | DIÂMETRO TOTAL CABO | PESO NOMINAL CABO | CARGA RUPTURA | RESISTÊNCIA ELÉTRICA 70°C - 60Hz | RESISTÊNCIA ELÉTRICA 100°C | REATÂNCIA INDUTIVA |            |             | CORRENTE ADMISSÍVEL 40° AMBIENTE C/ VENTO DE 2,2km/h |                  |                      |
|--------|------------|----------|-----------------|---------------------|-------------------|---------------|----------------------------------|----------------------------|--------------------|------------|-------------|------------------------------------------------------|------------------|----------------------|
|        | AWG ou MCM | FIOS     | mm <sup>2</sup> | mm                  | kg/m              | kgf           | $\Omega/\text{km}$               | $\Omega/\text{km}$         | $\Omega/\text{km}$ |            |             | A                                                    |                  |                      |
|        |            |          |                 |                     |                   |               |                                  |                            | e.e.+1,85m         | e.e.+1,35m | e.e.+0,252m | e.e.+0,20m                                           | 30° ELEV. NORMAL | 60° ELEV. EMERGÊNCIA |
| ROSE   | 4          | 7        | 21,15           | 5,89                | 0,058             | 415           | 1,6119                           | 1,7740                     | 0,5103             | 0,4853     | 0,3604      | 0,3436                                               | 111              | 151                  |
| IRIS   | 2          | 7        | 33,62           | 7,42                | 0,092             | 635           | 1,0145                           | 1,1166                     | 0,4929             | 0,4679     | 0,3430      | 0,3262                                               | 149              | 193                  |
| POPPY  | 1/0        | 7        | 53,49           | 9,36                | 0,145             | 940           | 0,6375                           | 0,7017                     | 0,4755             | 0,4505     | 0,2565      | 0,3088                                               | 201              | 274                  |
| PHLOX  | 3/0        | 7        | 85,03           | 11,79               | 0,232             | 1435          | 0,4018                           | 0,4423                     | 0,4581             | 0,4331     | 0,3082      | 0,2914                                               | 270              | 369                  |
| OXLIP  | 4/0        | 7        | 107,20          | 13,26               | 0,293             | 1810          | 0,3185                           | 0,3505                     | 0,4488             | 0,4237     | 0,2989      | 0,2820                                               | 314              | 429                  |
| TULIP  | 336,4      | 19       | 170,50          | 16,92               | 0,467             | 2995          | 0,2006                           | 0,2208                     | 0,4277             | 0,4026     | 0,2778      | 0,2609                                               | 425              | 581                  |

e.e. - Espalhamento Equivalente.

COBRE NU MEIO DURO

| CONDUTOR | FORMAÇÃO | SEÇÃO NOMINAL   | DIÂMETRO TOTAL CABO | PESO NOMINAL CABO | CARGA RUPTURA | RESISTÊNCIA ELÉTRICA 70°C - 60Hz | RESISTÊNCIA ELÉTRICA 100°C | REATÂNCIA INDUTIVA |            |             |            | CORRENTE ADMISSÍVEL 40° AMBIENTE C/ VENTO DE 2,2km/h |                      |
|----------|----------|-----------------|---------------------|-------------------|---------------|----------------------------------|----------------------------|--------------------|------------|-------------|------------|------------------------------------------------------|----------------------|
| AWG      | FIOS     | mm <sup>2</sup> | mm                  | kg/m              | kgf           | $\Omega/\text{km}$               | $\Omega/\text{km}$         | $\Omega/\text{km}$ |            |             |            | A                                                    |                      |
|          |          |                 |                     |                   |               |                                  |                            | e.e.+1,85m         | e.e.+1,35m | e.e.+0,252m | e.e.+0,20m | 30° ELEV. NORMAL                                     | 60° ELEV. EMERGÊNCIA |
| 6        | 1        | 13,30           | 4,115               | 0,118             | 459           | 1,5896                           | 1,7462                     | 0,5321             | 0,5070     | 0,3822      | 0,3653     | 101                                                  | 137                  |
| 4        | 1        | 21,15           | 5,189               | 0,188             | 719           | 1,0018                           | 1,1005                     | 0,5147             | 0,4896     | 0,3648      | 0,3479     | 136                                                  | 185                  |
| 2        | 3        | 33,63           | 8,130               | 0,302             | 1045          | 0,6366                           | 0,6993                     | 0,4911             | 0,4660     | 0,3411      | 0,3243     | 194                                                  | 265                  |
| 1/0      | 7        | 53,48           | 9,347               | 0,485             | 1684          | 0,4047                           | 0,4445                     | 0,4755             | 0,4505     | 0,3256      | 0,3088     | 252                                                  | 343                  |
| 2/0      | 7        | 67,42           | 10,516              | 0,611             | 2094          | 0,3208                           | 0,3525                     | 0,4668             | 0,4418     | 0,3169      | 0,3001     | 293                                                  | 398                  |
| 4/0      | 7        | 107,00          | 13,259              | 0,972             | 3280          | 0,2027                           | 0,2227                     | 0,4488             | 0,4237     | 0,2989      | 0,2820     | 394                                                  | 536                  |

e.e. - Espalhamento Equivalente.

CARACTERÍSTICAS DOS CONDUTORES

ND-6.1

2-1

#### 5.5.1.1 - Exemplo de Cálculo de LDC para Cargas no Final da Linha

Calcular o ajuste de LDC, conforme circuito abaixo:

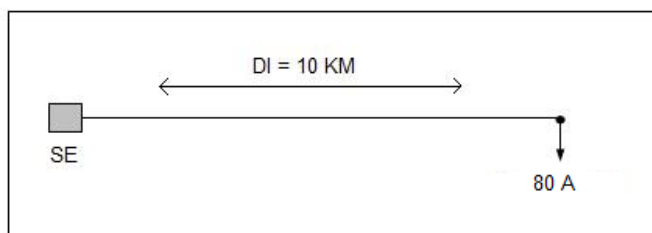


Fig. 5.16 – Circuito com carga no final da LD.

Considerando:

- $I_{\text{NOM}} = 80 \text{ A}$
- $R_{\text{TP}} = 115$
- $D_L = 10 \text{ km}$

- Condutor = 1/0 AWG - CAA
- e.e (espaçamento equivalente entre condutores) = 1,35 m

De acordo com Tabela 5.1, tem-se:

- $R_L = 0,6500 \Omega/\text{km}$
- $X_L = 0,5188 \Omega/\text{km}$

Conforme equações 5.2 e 5.3 tem-se:

$$R_{LDC} = \frac{80}{115} \cdot 0,65 \cdot 10 = 4,52 \text{ V}$$

$$X_{LDC} = \frac{80}{115} \cdot 0,5188 \cdot 10 = 3,60 \text{ V}$$

Para a equação (5.2) e (5.3) pode-se usar a corrente nominal do transformador, ou a corrente nominal da carga. Quando se usa a corrente nominal do transformador tem-se um ajuste mais duradouro do LDC, pois o transformador normalmente não irá trabalhar com correntes acima da nominal. Porém, se for usada a  $I_{\text{NOM}}$  do circuito previsto para certo período (normalmente 1 ano), o ajuste do LDC será mais fidedigno. Porém, terá o inconveniente de serem necessários reajustes de acordo com esse período. Essa condição será bastante significativa, principalmente quando a  $I_{\text{NOM}}$  da carga for inferior a 50% da  $I_{\text{NOM}}$  do transformador, reduzindo-se a faixa de regulação de tensão, e com isso os benefícios da LDC.

Os valores de tensão para os ciclos de carga são calculados através das seguintes equações:

$$\Delta VR = I_{\text{CARGA}} \cdot R_{LDC} \quad (5.4)$$

$$\Delta VX = I_{\text{CARGA}} \cdot X_{LDC} \quad (5.5)$$

$$\Delta V = \sqrt{\Delta VR^2 + \Delta VX^2} \quad (5.6)$$

$$V_{\text{CARGA}} = V_{\text{NOM}} + \Delta V \quad (5.7)$$

Onde:

- $\Delta VR$  Queda de tensão devido à resistência R;
- $\Delta VX$  Queda de tensão devido à reatância X;
- $\Delta V$  Queda de tensão total.

a) Carga Pesada:

Considerando

- $I_{CARGA} = 80 \text{ A}$
- $V_{NOM} = 13800 \text{ V}$

Tem-se conforme equações 5.4, 5.5 e 5.6:

$$\Delta VR = 80 \cdot 4,52 = 362 \text{ V}$$

$$\Delta VX = 80 \cdot 3,60 = 288 \text{ V}$$

$$\Delta V = \sqrt{362^2 + 288^2} = 462 \text{ V}$$

Para a condição de carga pesada, haverá um incremento de  $\Delta V$  na SE, para se ter  $V_{NOM}$  na carga, conforme equação 5.7.

Então para a condição de carga pesada, tem-se:

$$V_{CARGA} = 13800 + 462 = 14262 \text{ V}$$

b) Carga Média:

Considerando

- $I_{CARGA} = 50 \text{ A}$
- $V_{NOM} = 13800 \text{ V}$

Tem-se conforme equações 5.4, 5.5 e 5.6:

$$\Delta VR = 50 \cdot 4,52 = 226 \text{ V}$$

$$\Delta VX = 50 \cdot 3,60 = 180 \text{ V}$$

$$\Delta V = \sqrt{226^2 + 180^2} = 289 \text{ V}$$

Então, conforme a equação 5.7, tem-se para a condição de carga média:

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 + 289 = 14089 \text{ V}$$

c) Carga Leve:

Considerando

- $I_{\text{CARGA}} = 20 \text{ A}$
- $V_{\text{NOM}} = 13800 \text{ V}$

Tem-se conforme equações 5.4, 5.5 e 5.6:

$$\Delta VR = 20 \cdot 4,52 = 90 \text{ V}$$

$$\Delta VX = 20 \cdot 3,60 = 72 \text{ V}$$

$$\Delta V = \sqrt{90^2 + 72^2} = 115 \text{ V}$$

Então, conforme equação 5.7, tem-se para a condição de carga leve:

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 + 115 = 13915 \text{ V}$$

Na Figura. 5.17, será mostrado o resumo dos ajustes:

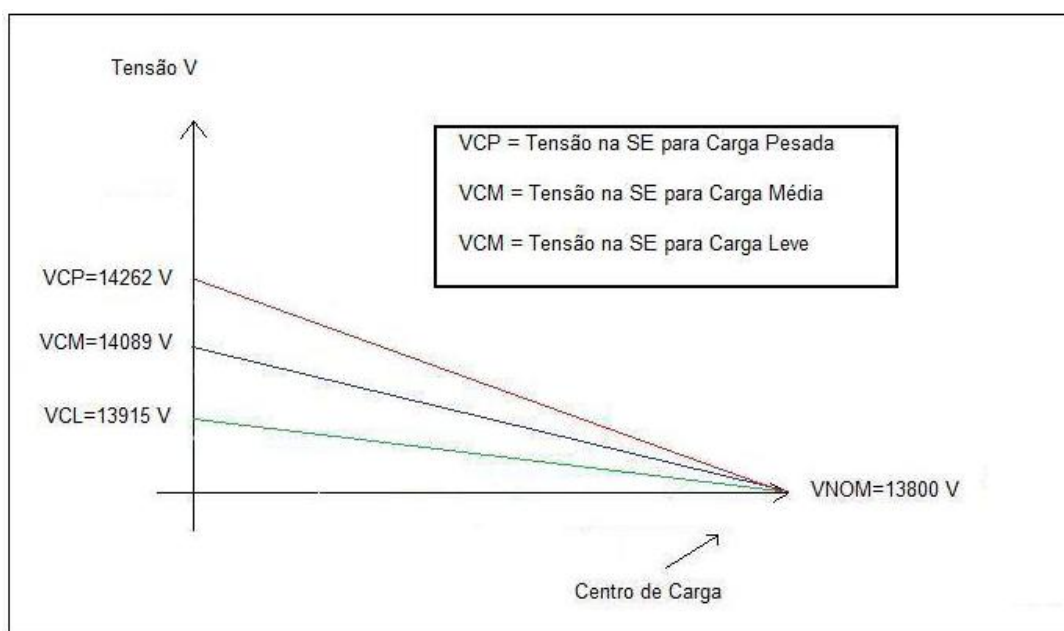


Fig. 5.17 – Resumo das tensões para carga no final da LD



### 5.5.2 - LDC para Cargas Uniformemente Distribuídas

Em um circuito com carga uniformemente distribuída pode-se manter a tensão constante no meio do circuito, se for usada a regra dos 3/8 [66], pois 3/4 da quedas de tensão será na primeira metade do circuito e 1/2 no final.

Então tem-se o fator:

$$\frac{3}{8} = \frac{3}{4} \cdot \frac{1}{2}$$

A regra dos 3/8 diz que a queda de tensão no final do circuito será igual à metade, caso se considere toda a carga como sendo instalada no final do circuito.

Para ajustar o LDC deve-se considerar o somatório de toda a carga como se estivesse instalada no final do circuito. Para calcular os ajustes para o centro de carga no meio do circuito, deve-se considerar R e X como sendo 3/8 desse valor, e se quisermos ajustar o centro de carga para o final do circuito deve-se considerar R e X como sendo 1/2.

Logicamente, que se for ajustado a LDC para compensar a tensão da carga instalada no final do circuito, pode-se ter sobretensões principalmente no início do circuito. Por isso essa condição não é muito usual. Normalmente os ajustes são feitos considerando o centro de carga no meio do circuito.

#### 5.5.2.1 - Exemplo de Cálculo de LDC para Cargas Uniformemente Distribuídas

Calcular o ajuste de LDC, para o mesmo circuito da Figura. 5.16, porém com as cargas uniformemente distribuídas, conforme mostrado abaixo:

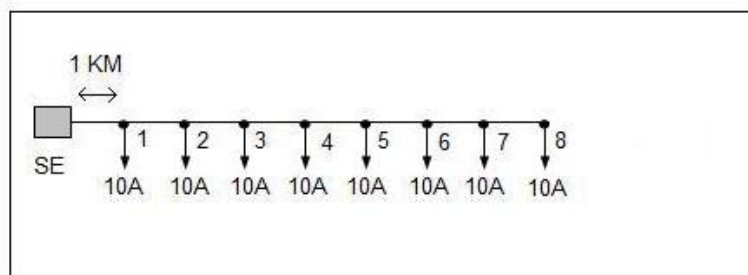


Fig. 5.18 – Circuito com carga uniformemente distribuída na LD.

Considerando:

- $I_{\text{NOM}} = 80 \text{ A}$
- $R_{\text{TP}} = 115$
- $D_L = 10 \text{ km}$
- Condutor = 1/0 AWG - CAA
- e.e (espaçamento equivalente entre condutores) = 1,35 m

De acordo com a Tabela 5.1, tem-se:

- $R_L = 0,6500 \Omega/\text{km}$
- $X_L = 0,5188 \Omega/\text{km}$

Conforme equações 5.2 e 5.3 e considerando a regra dos 3/8, tem-se:

$$R_{LDC} = \frac{80}{115} \cdot 0,65 \cdot 10 \cdot \frac{3}{8} = 1,69 \text{ V}$$

$$X_{LDC} = \frac{80}{115} \cdot 0,5188 \cdot 10 \cdot \frac{3}{8} = 1,35 \text{ V}$$

a) Carga Pesada:

Considerando

- $I_{\text{CARGA}} = 80 \text{ A}$
- $V_{\text{NOM}} = 13800 \text{ V}$

Tem-se conforme as equações 5.4, 5.5 e 5.6:

$$\Delta VR = 80 \cdot 1,69 = 135 \text{ V}$$

$$\Delta VX = 80 \cdot 1,35 = 108 \text{ V}$$

$$\Delta V = \sqrt{135^2 + 108^2} = 173 \text{ V}$$

Então, conforme a equação 5.7, tem-se para a condição de carga pesada:

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 + 173 = 13973 \text{ V}$$

b) Carga Média:

Considerando

- $I_{\text{CARGA}} = 50 \text{ A}$
- $V_{\text{NOM}} = 13800 \text{ V}$

Tem-se conforme equações 5.4, 5.5 e 5.6:

$$\Delta V_R = 50 \cdot 1,69 = 85 \text{ V}$$

$$\Delta V_X = 50 \cdot 1,35 = 68 \text{ V}$$

$$\Delta V = \sqrt{226^2 + 180^2} = 109 \text{ V}$$

Então, conforme a equação 5.7, tem-se para a condição de carga média:

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 + 109 = 13909 \text{ V}$$

c) Carga Leve:

Considerando

- $I_{\text{CARGA}} = 20 \text{ A}$
- $V_{\text{NOM}} = 13800 \text{ V}$

Tem-se conforme as equações 5.4, 5.5 e 5.6:

$$\Delta V_R = 20 \cdot 1,69 = 34 \text{ V}$$

$$\Delta V_X = 20 \cdot 1,35 = 27 \text{ V}$$

$$\Delta V = \sqrt{34^2 + 27^2} = 43 \text{ V}$$

Então, conforme a equação 5.7, tem-se para a condição de carga leve:

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 + 43 = 13843 \text{ V}$$

Para a carga instalada no final do circuito, pode-se considerar que haverá 1/2 das quedas considerando o somatório das cargas no final do circuito menos a compensação ajustada para o meio do circuito.

a) Carga Pesada:

$$V = \frac{462}{2} - 173 = 58$$

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 - 58 = 13742 \text{ V}$$

b) Carga Média:

$$V = \frac{289}{2} - 109 = 36$$

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 - 36 = 13764 \text{ V}$$

c) Carga Leve:

$$V = \frac{115}{2} - 43 = 15$$

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 - 15 = 13785 \text{ V}$$

Na Figura. 5.19, mostra-se o resumo dos ajustes:

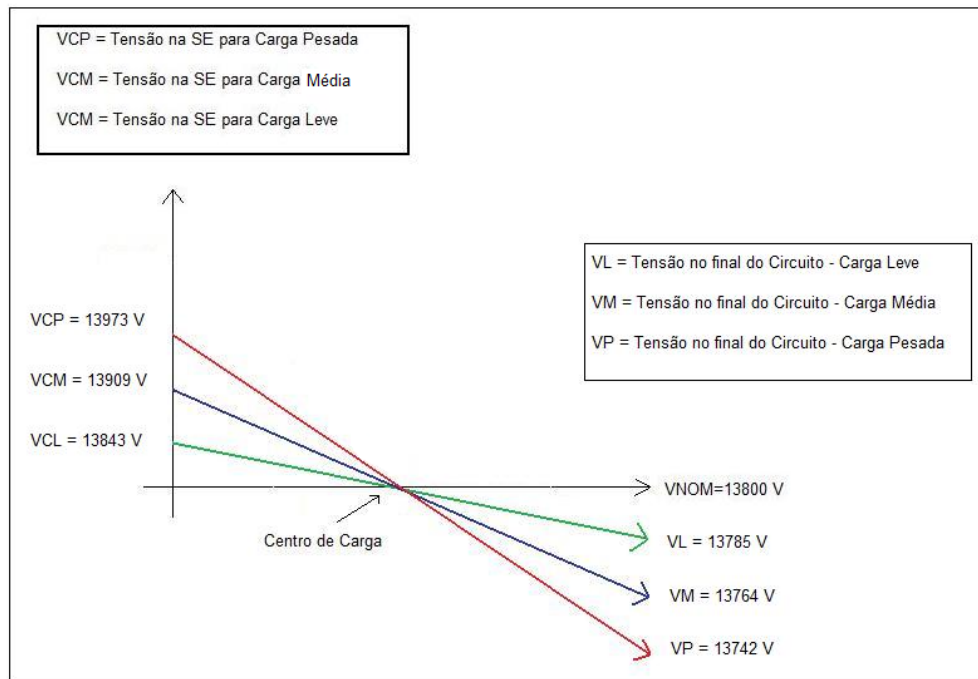


Fig. 5.19 – Resumo das tensões para cargas uniformemente distribuídas na LD.

### 5.5.3 - LDC para Cargas não Uniformemente Distribuídas

Para esses casos podem ser usados 2 metodologias:

- Alimentador com derivações;
- Z equivalente.

#### 5.5.3.1 - Alimentador com Derivações

Esse método é usado para circuitos com poucas derivações, porém não é muito usual para ser usado em SE's com vários alimentadores. Esse método é derivado do método usado para cargas instaladas no final da linha, podendo ser usado para cálculo da LDC para o final da linha, ou através do uso da regra dos 3/8 para cargas instaladas ao longo da LD, conforme descrito nos itens 5.1 e 5.2 deste capítulo.

Os parâmetros R e X podem ser encontrados através da seguinte expressão:

$$R_{LDC} = \frac{I_{NOM}}{R_{TP}} \cdot \sum \frac{I_T \cdot R_T \cdot D_T}{I_{NOM}} \quad (5.8)$$

$$X_{LDC} = \frac{I_{NOM}}{R_{TP}} \cdot \sum \frac{I_T \cdot X_T \cdot D_T}{I_{NOM}} \quad (5.9)$$

Onde:

- $R_{LDC}$  Ajuste do relé 90 para compensação resistiva em V;
- $X_{LDC}$  Ajuste do relé 90 para compensação reativa em V;
- $I_{NOM}$  Corrente nominal do circuito;
- $I_T$  Corrente do trecho circuito;
- $R_{TP}$  Relação de transformação do transformador de potencial;
- $R_T$  Resistência elétrica trecho do condutor em  $\Omega/\text{km}$ ;
- $X_T$  Reatância indutiva de trecho em  $\Omega/\text{km}$ ;
- $D_T$  Comprimento do trecho da LD em km.

Convém salientar que este método, quando aplicado para o centro de carga no final da linha, pode acarretar sobretensões no início do circuito. E quando se usa a regra dos 3/8, o ponto de regulação não será necessariamente localizado no meio do circuito, sendo dependente da localização destas cargas desse circuito, porém o risco de sobretensões no início do circuito será minimizado. Para estes casos convém utilizar o limite de compensação para a LDC.

Essa regra pode ter um bom desempenho, principalmente nos reguladores de tensão instalados ao longo das LD's.

### 5.5.3.2 - Z equivalente

Esse método é usado quando os parâmetros R e X não são possíveis de ser calculados, principalmente devido ao fato dos reguladores de tensão instalados em subestações alimentarem várias LD's ao mesmo tempo, e que as cargas não serem uniformemente distribuídas. Nesse caso é usado o cálculo chamado de Z equivalente, que é calculada, conforme mostrado a seguir:

$$Z = \frac{V_{CP} - V_{NOM}}{I_{CP}} \quad (5.10)$$

$$R = Z \cdot \cos \theta \quad (5.11)$$

$$X = Z \cdot \sin \theta \quad (5.12)$$

$$R_{LDC} = \frac{I_{MAX} \cdot R}{R_{TP}} \quad (5.13)$$

$$X_{LDC} = \frac{I_{MAX} \cdot X}{R_{TP}} \quad (5.14)$$

Onde:

- $\theta$  Ângulo do fator de potência do circuito;
- $V_{CP}$  Tensão de carga pesada;
- $I_{CP}$  Corrente carga pesada;
- $V_{NOM}$  Tensão nominal;
- $I_{MAX}$  Corrente máxima do circuito;
- $V_{REF}$  Tensão de referência;
- $R_{TP}$  Relação de transformação do TP.

Esse método é um método prático, sendo o mais usado pelas concessionárias para uso principalmente em subestações.

No Capítulo VI, esse método será usado no estudo de caso como exemplo de regulação de tensão.

#### 5.5.4 - Limites de compensação para o LDC

Quando da operação da compensação de queda na linha, o relé 90 provoca uma elevação da tensão na saída do transformador proporcional à corrente de carga. Com o objetivo de se evitar extrapolações de tensão e de manter a tensão na subestação dentro dos limites conforme Módulo 8 do PRODIST poderá ser configurado um limite de compensação, considerando inclusive a banda morta do relé 90, conforme exemplo a seguir:

$$V_{\text{MINLDC}} = V_{\text{MIN505}} + \text{BM} \quad (5.15)$$

$$V_{\text{MAXLDC}} = V_{\text{MAX505}} - \text{BM} \quad (5.16)$$

$$\Delta V_{\text{MAX}} = V_{\text{MAXLDC}} - V_{\text{MINLDC}} \quad (5.17)$$

Onde:

- $V_{\text{MINLDC}}$  Tensão limite Inferior do LDC
- $V_{\text{NOM}}$  Tensão Nominal
- $\text{BM}$  Banda Morta
- $V_{\text{MAXLDC}}$  Tensão limite superior do LDC
- $V_{\text{MAX505}}$  Tensão limite superior de compensação do LDC
- $V_{\text{MIN505}}$  Tensão limite inferior de compensação do LDC
- $\Delta V_{\text{MAX}}$  Variação máxima de tensão do LDC

Considerando, como exemplo:

- $V_{\text{MIN505}} = 13800 \text{ V}$
- $V_{\text{MAX505}} = 14440 \text{ V}$
- $\text{BM} = \pm 120 \text{ V (0,833\%)}$

Tem-se , conforme as equações 5.15 e 5.16, os valores limites:

$$V_{\text{MINLDC}} = 13800 + 120 = 13920 \text{ V}$$

$$V_{\text{MAXLDC}} = 14440 - 120 = 14320 \text{ V}$$

Então, conforme a equação 5.17, resulta:

$$\Delta V_{\text{MAX}} = 14320 - 13920 = 400 \text{ V}$$

Na equação (5.17) há um limite máximo de regulação de tensão de 400 V, que considerando a banda morta - BM, poderá chegar até o limite máximo de 640 V, que é basicamente a tolerância de 5% compreendida entre a tensão nominal a tensão precária superior, conforme o Módulo 8 do PRODIST.

Convém salientar que teoricamente, de acordo com o Módulo 8 do PRODIST, para uma tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV, poder-se-ia usar uma faixa de regulação de tensão total de 12% para a faixa de tensão precária (conforme a Tabela 3.1), sendo:

$$V_{\text{MAXLDC}} = 1,05 V_{\text{NOM}}$$

$$V_{\text{MINLDC}} = 0,93 V_{\text{NOM}}$$

Com isso, poderia se conseguir uma melhor regulação no centro de carga. Porém, essa possibilidade na prática não é muito usual, pois corre-se o risco de ocorrer transgressão na faixa de mínima tensão precária, principalmente nos consumidores instalados no final do circuito. Normalmente são usados os valores de até  $1,05 V_{\text{NOM}}$  considerando  $V_{\text{MAXLDC}}$  acrescido da banda morta para o valor superior e  $V_{\text{MINLDC}}$  até  $1,0 V_{\text{NOM}}$  para o valor inferior, devido à queda de tensão na LD.



## **CAPÍTULO VI**

### **ESTUDO DE CASO**

#### **6.1 - INTRODUÇÃO**

Nesse capítulo foi feito o estudo de caso onde foram analisadas 3 metodologias de regulação de tensão, considerando um circuito padrão, com cargas tipicamente residenciais, podendo inclusive, alguns alimentadores possuírem também cargas rurais ou pequenas sedes municipais distantes da SE

No exemplo em questão foi utilizada a subestação de Pouso Alegre 1 da CEMIG.D. A referida SE possui 8 alimentadores supridos por 2 transformadores reguladores de 25 MVA de 138/13,8 kV, sendo assim constituída

- Trafo T7 – 8F4, 9F4, 10F4 e 11F4;
- Trafo T5 – 12F4, 13F4, 15F4 e 16F4.

No estudo em questão, foi analisada a tensão ao longo do alimentador 13F4 da subestação de Pouso Alegre 1, doravante chamado de PSAU13F4.

A tensão dos alimentadores relativos ao Trafo T5 é regulada através do relé de controle de tensão do Trafo T5, doravante chamado de relé 5T90, conforme esquemático na Figura 6.1:

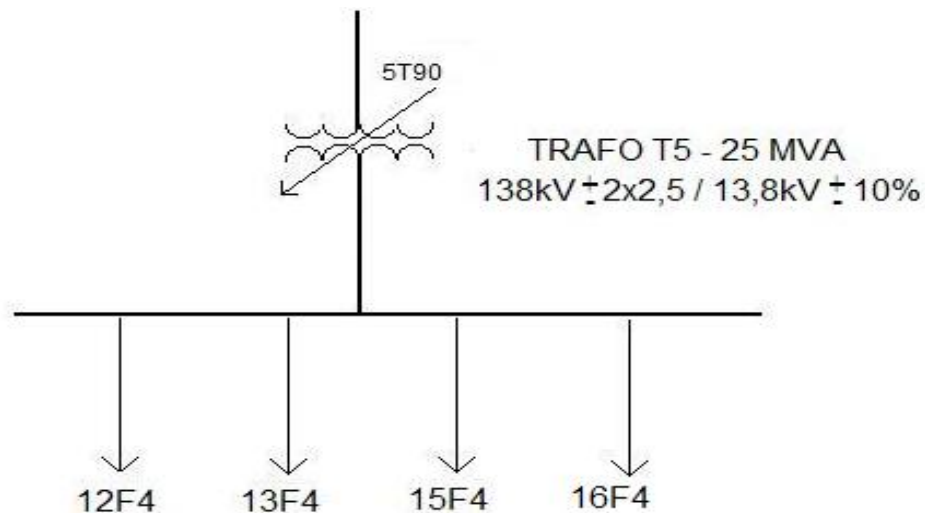


Fig.6.1 - Configuração Trafo T5 da SE Pouso Alegre 1.

## 6.2 - CARACTERÍSTICAS DO CIRCUITO

O alimentador PSAU13F4 foi escolhido, devido ao fato de possuir características de alimentar cargas rurais e urbanas, e de não possuir nenhum regulador de tensão ao longo de seu circuito, conforme desenho a seguir:

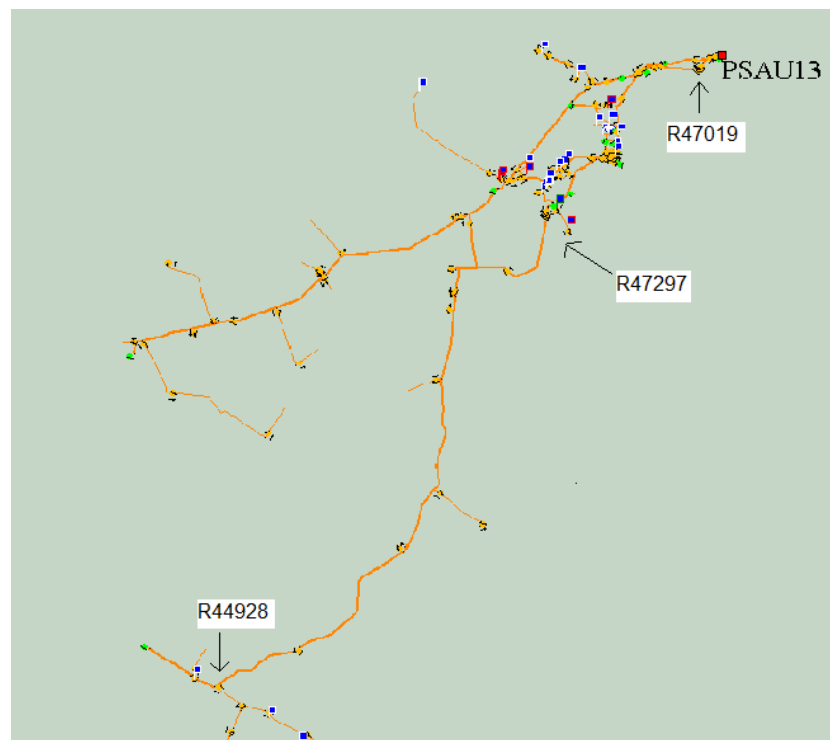


Fig. 6.2. Esquemático alimentador PSAU13F4.

A metodologia utilizada foi a implementação de três ajustes distintos no relé 5T90, e fazer a medição de corrente e tensão em determinados trechos do circuito, num intervalo de 10 em 10 minutos durante uma semana, totalizando 1008 medições, conforme o Módulo 8 - PRODIST.

Todas as medições foram feitas considerando os valores monofásicos de corrente e tensão da fase B dos circuitos, porém os resultados foram apresentados como sendo trifásicos.

As medições foram feitas conforme a Figura 6.2, em quatro pontos distintos:

- Barramento de 13,8 kV da SE Pouso Alegre 1;
- Religador R47019 (início do circuito);
- Religador R47297 (meio do circuito);
- Religador R44298 (final do circuito).

Convém salientar que conforme ilustra a Figura 6.1, o Trafo T5 também alimenta outros 3 circuitos (12F4, 15F4 e 16F4), sendo que esses circuitos possuem reguladores de tensão em seus circuitos, evitando risco de subtensão, e também de sobretensão em seus circuitos, pois a tensão máxima do sistema em questão será na saída da SE, que será ajustado de acordo com os limites definidos pelo Módulo 8 do PRODIST

Conforme apresentado na Figura 6.3, O religador R47019 esta instalado na saída da SE, alimentando 30 % do circuito 1 do PSAU13F4. O circuito 2 é alimentado através da chave C79312, que também está instalada na saída da SE, que é responsável por 66% do circuito, sendo 36% consumidores urbanos e 30% rurais. O religador R47297 está na saída da cidade de Pouso Alegre, sentido zona rural, sendo responsável pela alimentação desse circuito rural do respectivo alimentador (30% da carga), e o religador R44298 está no final alimentador, responsável pela alimentação de vários consumidores rurais e uma localidade, chamada “Pantâno” (10% da carga), conforme a Figura 6.3:

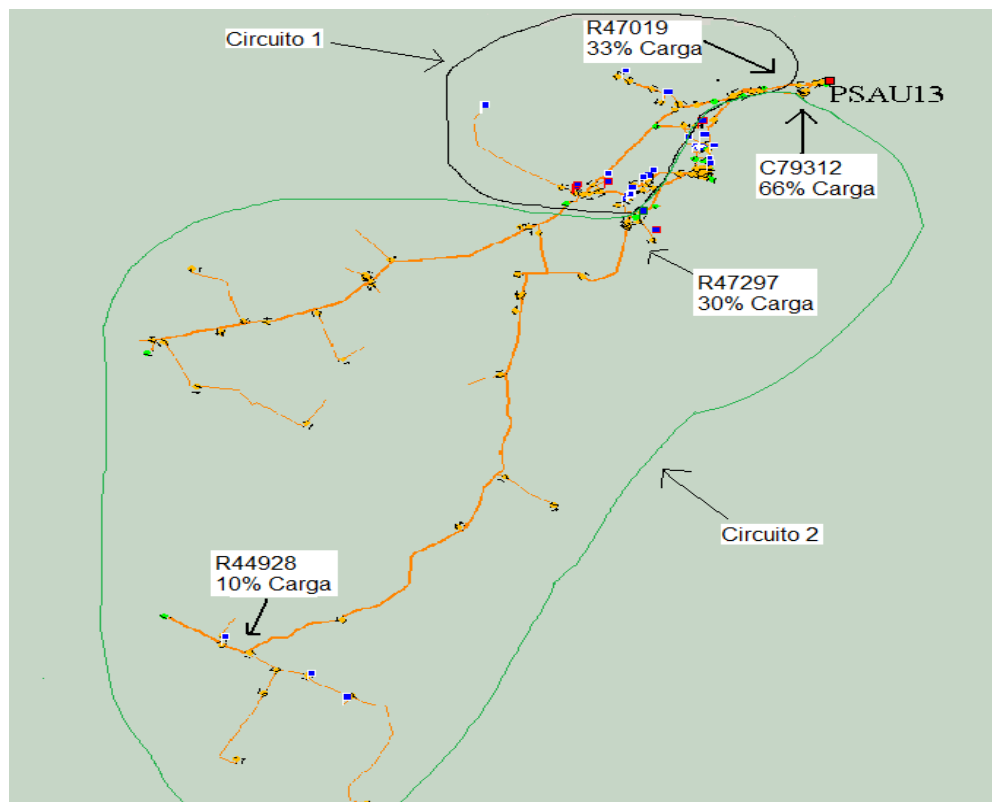


Fig. 6.3 - Carregamento do alimentador PSAU13F4.

O alimentador possui um comprimento máximo da rede primária de 21,5 km, sendo constituído de cabos 1#0, 2#0 e XLPE (rede protegida), conforme a Figura 6.4:

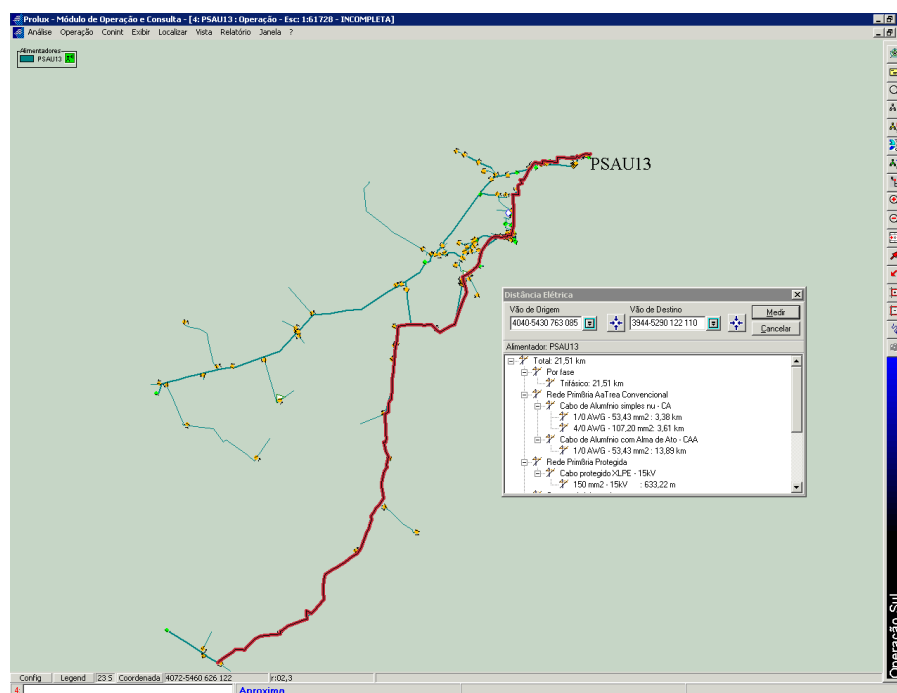


Fig. 6.4 – Comprimento máximo do PSAU13F4.

O comprimento da rede primária do circuito 2 até o religador R47297 é de 6,32 km (circuito urbano), porém alimenta 36% de toda a carga do PSAU13F4, conforme a Figura 6.5:

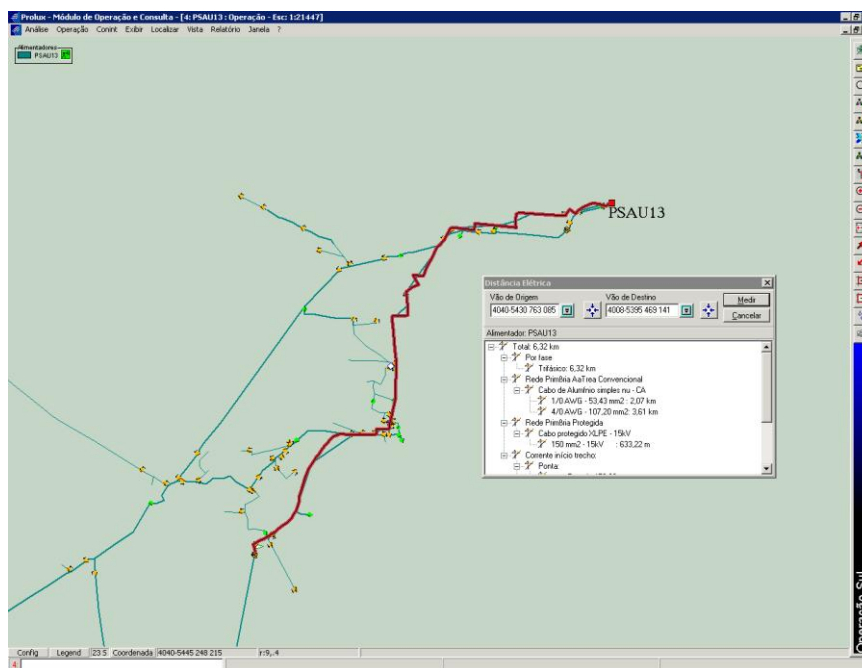


Fig. 6.5 - Comprimento do trecho urbano do PSAU13F4.

O comprimento da rede primária do circuito rural (entre o religador R47297 e o religador R44928) é de 15,23 km, porém é responsável por somente 30% da carga do alimentador, conforme a Figura 6.6:

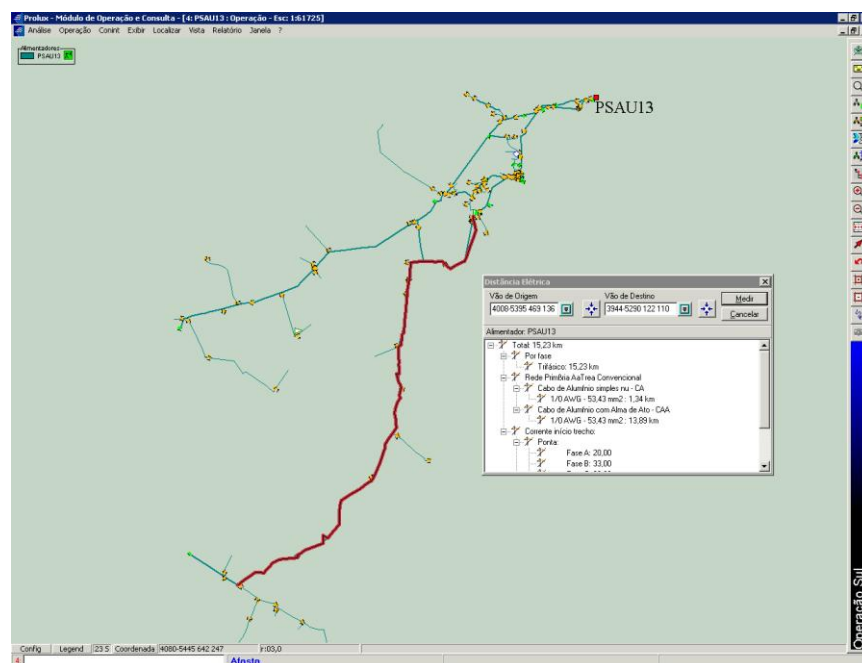


Fig. 6.6 - Comprimento do trecho rural do PSAU13F4.

Para o circuito em questão, não é possível a determinação com precisão do centro de carga deste circuito, pois os ajustes do relé 90 do Trafo T5 foram feitos através dos valores de corrente máxima e mínima e do fator de potência médio do circuito total do Trafo T5 (ajustes referente à reta de carga e LDC), que engloba todos os 4 alimentadores.

Porém, para o PSAU14F4 pode-se achar um centro de carga fictício, através de uma aproximação, através da distância x carregamento das cargas urbanas (36% carga x 7 km) e cargas rurais (30% carga e 15 km), pode-se considerar que este centro de carga ficará nas proximidades da divisa entre esses 2 pontos, ou seja, nas proximidades do religador R47297.

Convém salientar que a localização desse centro de carga, não é muito importante ser conhecida, pois os ajustes do relé 90 do Trafo T5, que alimenta essas cargas, não terá influência nos ajustes do relé 5T90, devido à característica deste circuito de alimentar vários circuitos (12F4, 13F4, 15F4 e 16F4). Devido a essa característica será usado no cálculo do LDC, o método Z equivalente, que não usa as resistências R e as reatâncias X reais da rede, e sim os seus valores calculados.

### 6.3 - CÁLCULOS DOS AJUSTES DO RELÉ DE CONTROLE DE TENSÃO

Os ajustes do relé 5T90 utilizados foram os mais comumente usados:

- Tensão definida (1º ciclo);
- Reta de Carga (2º ciclo);
- LDC (3º ciclo).

#### 6.3.1 - 1º Ciclo -Tensão Constante

Neste 1º ciclo de medições foi utilizada a metodologia de tensão constante, onde a tensão de referência do relé 90 é a mesma, independente do carregamento e fator de potência do circuito:

Considerando:

- $V_{ref}$  = 117,3 V
- Banda Morta = (0,833%) 1 V

- Tempo Morto = 60 seg
- $R_{TP}$  = 120

Os ajustes foram os seguintes:

- $V_{NOM}$  = 13800 V
- $V_{ref} = 117,3 \times 120 = 14196$  V
- $V_{MAX} = 118,3 \times 120 = 14316$  V
- $V_{MIM} = 116,3 \times 120 = 14076$  V

### 6.3.2 - 2º Ciclo - Reta de Carga

Conforme a equação 6.1, tem-se

$$V_{REF} = \frac{(I_{INST} - I_{MIN}) \cdot (V_{MAX} - V_{MIN})}{(I_{MAX} - I_{MIN})} + V_{MIN} \quad (6.1)$$

Onde:

- $V_{REF}$  Tensão de referência;
- $V_{MIN}$  Tensão mínima de  $V_{REF}$ ;
- $V_{MAX}$  Tensão máxima de  $V_{REF}$ ;
- $I_{MAX}$  Corrente máxima do circuito;
- $I_{MIM}$  Corrente mínima do circuito;
- $I_{INST}$  Corrente instantânea do circuito.

Considerando:

- $V_{MAX}$  = 14256 V
- $V_{MIN}$  = 14076 V
- $I_{MAX}$  = 800 A
- $I_{MIM}$  = 300 A

Conforme equação 6.1, tem-se os seguintes ajustes que foram implementados no *software* de controle de tensão, sendo que os ajustes foram divididos em 4 grupos, devido à limitações do *software* de controle, que por não existir nenhum relé 90 com esse recurso disponível no mercado, tiveram que ser emulados via remota de telecontrole (UTR) na subestação de Pouso Alegre 1, conforme Tabela 6.1 a seguir:

Tab. 6.1 - Ajustes Reta de Carga

| <b>Ajustes Reta de Carga</b>                       |             |             |             |
|----------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Carga leve - Corrente &lt;= 450</b>             |             |             |             |
| <b>Corrente</b>                                    | <b>Vmin</b> | <b>Vref</b> | <b>Vmax</b> |
| <=450                                              | 13,956      | 14,076      | 14,196      |
| <b>Carga Média - Corrente &gt;450 e &lt;= 550</b>  |             |             |             |
| <b>Corrente</b>                                    | <b>Vmin</b> | <b>Vref</b> | <b>Vmax</b> |
| >450 e <= 550                                      | 14,016      | 14,136      | 14,256      |
| <b>Carga Pesada - Corrente &gt;550 e &lt;= 650</b> |             |             |             |
| <b>Corrente</b>                                    | <b>Vmin</b> | <b>Vref</b> | <b>Vmax</b> |
| >550 e <= 650                                      | 14,076      | 14,196      | 14,316      |
| <b>Carga Muito Pesada - Corrente &gt;650</b>       |             |             |             |
| <b>Corrente</b>                                    | <b>Vmin</b> | <b>Vref</b> | <b>Vmax</b> |
| Corrente >650                                      | 14,136      | 14,256      | 14,376      |

### 6.3.3 - 3º Ciclo - LDC

O LDC deve complementar a tensão de forma a fornecer a tensão pretendida para carga leve, média e pesada,

Convém salientar que para este 3º ciclo utilizou-se método Z equivalente de cálculo do LDC, conforme equações listadas abaixo:

$$Z = \frac{V_{CP} - V_{NOM}}{I_{CP}} \quad (6.2)$$

$$R = Z \cdot \cos \theta \quad (6.3)$$



$$X = Z \cdot \sin \theta \quad (6.4)$$

$$R_{LDC} = \frac{I_{MAX} \cdot R}{R_{TP}} \quad (6.5)$$

$$X_{LDC} = \frac{I_{MAX} \cdot X}{R_{TP}} \quad (6.6)$$

Onde:

- $\theta$  Ângulo do fator de potência do circuito;
- $V_{CP}$  Tensão de carga pesada;
- $I_{CP}$  Corrente carga pesada;
- $V_{NOM}$  Tensão nominal;
- $I_{MAX}$  Corrente máxima do circuito;
- $V_{REF}$  Tensão de referência;
- $R_{TP}$  Relação de transformação do TP;
- $R_{LDC}$  Ajuste de R para o LDC;
- $X_{LDC}$  Ajuste de X para o LDC.

E os valores de tensão a serem compensados:

$$\Delta VR = I_{CARGA} \cdot R \quad (6.7)$$

$$\Delta VX = I_{CARGA} \cdot X \quad (6.8)$$

$$\Delta V = \sqrt{\Delta VR^2 + \Delta VX^2} \quad (6.9)$$

$$V_{CARGA} = V_{NOM} + \Delta V \quad (6.10)$$

Onde:

- $\Delta VR$  Queda de tensão devido à resistência R;
- $\Delta VX$  Queda de tensão devido à reatância X;
- $\Delta V$  Queda de tensão total;
- $V_{CARGA}$  Tensão no centro de carga.

Para os ajustes implementados no relé 90, relativo ao 3º ciclo de medição, usando o LDC considerou-se:

- $\theta$  = 30°
- $V_{CP}$  = 14320 V
- $I_{CP}$  = 800 A
- $V_{NOM}$  = 13800
- $I_{MAX}$  = 800 A
- $V_{REF}$  = 13800
- $R_{TP}$  = 120

Conforme as equações (6.2), (6.3), (6.4), (6.5) e (6.6), resulta:

$$Z = \frac{14320 - 13800}{800} = 0,65$$

$$R = 0,65 \cdot \cos 30 = 0,563$$

$$X = 0,65 \cdot \sin 30 = 0,325$$

$$R_{LDC} = \frac{800 \cdot 0,563}{120} = 3,75$$

$$X_{LDC} = \frac{800 \cdot 0,325}{120} = 2,17$$

Então tem-se os seguintes ajustes relativos ao regime de carga, lembrando-se que esses cálculos são apenas demonstrativos, pois essa metodologia de relé 90 é dinâmica, existindo um valor instantâneo para cada valor de corrente circulante em cada momento e não somente para os regimes de carga, listados a seguir:

a) Carga Zerada:

O valor de LDC para carga zerada é feito para mostrar que para esse caso não existirá compensação de queda de tensão na linha.

Conforme as equações (6.2), (6.3), (6.4), (6.5) e (6.6), tem-se:

$$\Delta V_R = \Delta V_X = 0$$

$$\Delta V = 0$$

$$V_{CARGA} = V_{NOM} = 13800 \text{ V}$$

Nesse caso não haverá compensação de tensão, conforme mostrado na Figura 6.7:

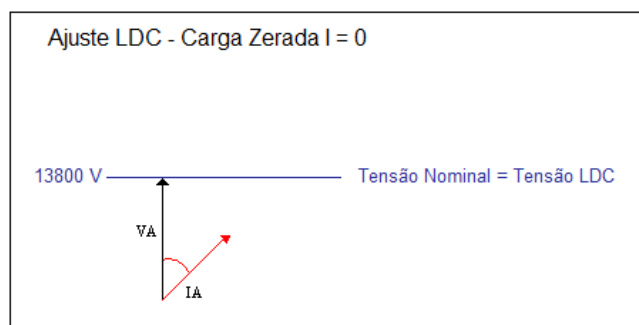


Fig. 6.7 – Ajuste LDC para Carga zerada

b) Carga Leve:

Considerando  $I_{CARGA} = 300 \text{ A}$ , e conforme as equações (6.2), (6.3), (6.4), (6.5) e (6.6), tem-se:

$$\Delta V_R = 300 \cdot 0,563 = 169 \text{ V}$$

$$\Delta V_X = 300 \cdot 0,325 = 97,5 \text{ V}$$

$$\Delta V = \sqrt{169^2 + 97,5^2} = 195 \text{ V}$$

$$V_{CARGA} = 13800 + 195 = 13995 \text{ V}$$

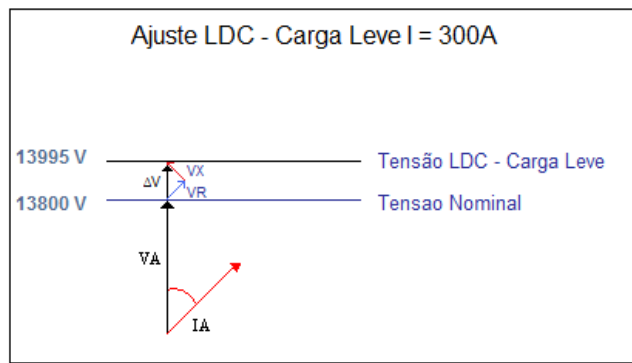


Fig. 6.8 – Ajuste LDC para Carga leve.

c) Carga Média:

Considerando  $I_{\text{CARGA}} = 550 \text{ A}$ , e conforme as equações (6.2), (6.3), (6.4), (6.5) e (6.6), tem-se:

$$\Delta V_R = 550 \cdot 0,563 = 309,6 \text{ V}$$

$$\Delta V_X = 550 \cdot 0,325 = 178,7 \text{ V}$$

$$\Delta V = \sqrt{309,6^2 + 178,7^2} = 357 \text{ V}$$

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 + 357 = 14157 \text{ V}$$

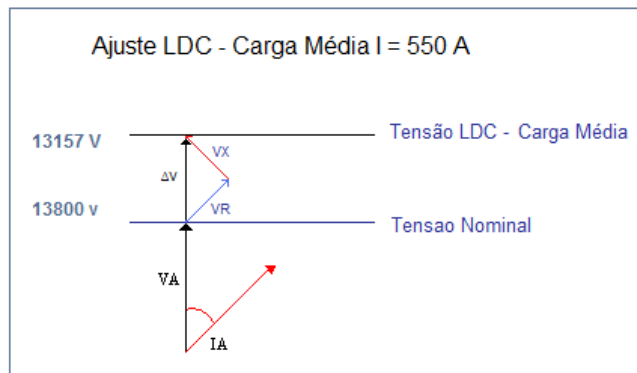


Fig. 6.9 – Ajuste LDC para Carga média.

d) Carga Pesada:

Considerando  $I_{\text{CARGA}} = 800 \text{ A}$ , e conforme as equações (6.2), (6.3), (6.4), (6.5) e (6.6), tem-se:

$$\Delta V_R = 800 \cdot 0,563 = 450 \text{ V}$$

$$\Delta V_X = 800 \cdot 0,325 = 260 \text{ V}$$

$$\Delta V = \sqrt{3450^2 + 260^2} = 520 \text{ V}$$

$$V_{\text{CARGA}} = 13800 + 520 = 14320 \text{ V}$$

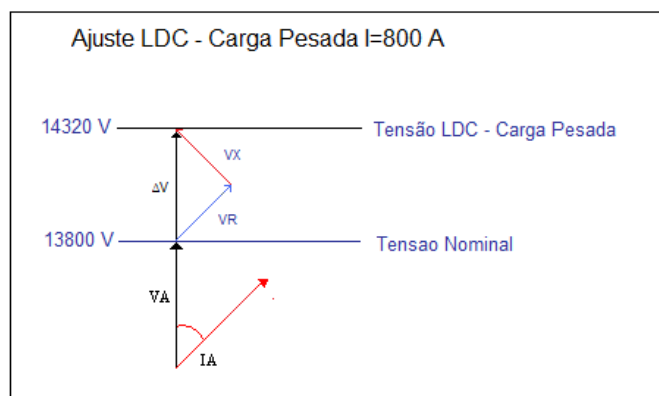


Fig. 6.10 – Ajuste LDC para Carga Pesada.

O valor da tensão de referência mais o  $\Delta V$  deve ser de 14320 V para carga pesada, para que somando-se o valor da banda morta de 1% (120 V) não estoure a faixa de tensão admissível de fornecimento para o consumidor, conforme o Módulo 8 - PRODIST (14490 V). No exemplo em questão, o valor máximo será de 14440 V, que é um valor 0,33% (50 V) abaixo do valor máximo permitido. Esse valor é necessário para compensar eventuais desequilíbrios entre fases do sistema.

Convém salientar que para cada valor de corrente, haverá um  $\Delta V$  correspondente, e não somente para valores de correntes para as cargas leve, média e pesada.

Desta forma tem-se os seguintes valores, conforme a Tabela 6.2:

Tab. 6.2 – Ajuste do relé 90 para LDC

| Ajustes do Relé 90 para LDC |          |          |          |
|-----------------------------|----------|----------|----------|
| Regime de Carga             | Vmin (V) | Vref (V) | Vmax (V) |
| Carga Zerada                | 13680    | 13800    | 13920    |
| Carga Leve (I=300 A)        | 13875    | 13995    | 14115    |
| Carga média (I=550 A)       | 14037    | 14157    | 14277    |
| Carga Pesada (I=800 A)      | 14200    | 14320    | 14440    |

## 6.4 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

Devido à característica do circuito do PSAU13F4 de possuir uma curva de carga relativamente constante, com o carregamento entre os dias de maior carga e menor, não superior a 15 %, conforme ilustra a Figura 6.11, analisou-se o comportamento da tensão em 2 amostras por ciclo, sendo analisados os dias de maior (meio da semana) e o de menor carregamento (Domingo).

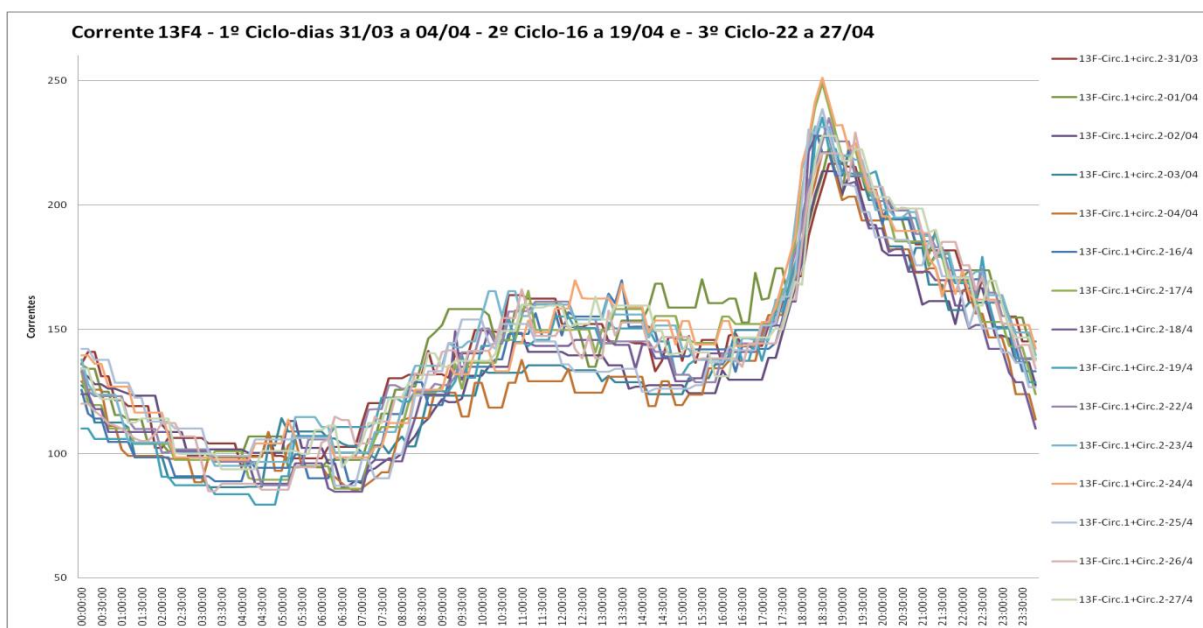


Fig. 6.11 – Curva de carga do circuito do PSAU13F4

As medições foram feitas em um intervalo de 10 em 10 minutos, durante uma semana, nos seguintes períodos:

- Tensão Constante (1º ciclo) – 31/03 a 06/04/2010;
- Reta de Carga (2º ciclo) – 14/04 a 20/04/2010;
- LDC (3º ciclo) – 22/04 a 28/04/2010.

Devido a algumas falhas durante o período de testes, no circuito e nas medições do PSAU13F4, algumas amostras de medições tiveram que ser descartadas. Embora a quantidade necessária seja de 1008 amostras, a título de comparação entre os modelos de CAT testados, foi seguida a metodologia de cálculo do DRC e DRP, conforme o PRODIST – Módulo 8, onde foram definidas como DRC proporcional (DRCp) e DRP proporcional (DRPp). No total foram validados 15 dias, conforme a Tabela 6.3:

Tab. 6.3 - Total de DRPp e DRCp durante as medições.

| Total de DRPp e DRCp durante as medições |                 |                     |      |       |      |   |
|------------------------------------------|-----------------|---------------------|------|-------|------|---|
|                                          | Quantidade dias | Quantidade Amostras | DRPp | %     | DRCp | % |
| 1º Ciclo                                 | 5               | 720                 | 9    | 1,25% | 0    | 0 |
| 2º Ciclo                                 | 4               | 576                 | 5    | 0,87% | 0    | 0 |
| 3º Ciclo                                 | 6               | 864                 | 1    | 0,12% | 0    | 0 |
| Total                                    | 15              | 2160                | 15   | 0,69% | 0    | 0 |

Durante os testes, foi feito um estudo comparativo da quantidade de comutações do regulador de tensão, de acordo com a metodologia de regulação de tensão usada. Na coluna referente à “% 1º Ciclo”, mostra-se o valor proporcional de comutações do referido ciclo de testes com relação ao 1º Ciclo – Tensão Constante, conforme a Tabela 6.4:

Tab. 6.4 - Numero de comutações do Trafo T5.

| Comutações do Regulador de Tensão do Trafo T5 |                             |       |              |            |
|-----------------------------------------------|-----------------------------|-------|--------------|------------|
| Período                                       | Ciclo                       | Total | Média Diária | % 1º Ciclo |
| 31/03 a 06/04                                 | 1º Ciclo - Tensão Constante | 286   | 40,9         | 100%       |
| 14/04 a 20/04                                 | 2º Ciclo - Reta de Carga    | 355   | 50,7         | 124%       |
| 22/04 a 28/04                                 | 3º Ciclo - LDC              | 393   | 56,1         | 137%       |

Com relação aos gráficos que serão mostradas nas análises dos valores de tensão, convém salientar:

- 1) No lado direito do gráfico mostra-se os valores de tensão medidos, (no caso da tensão relativa à barra de 138 kV, mostra-se apenas a título

demonstrativo, os valores máximo e mínimo de tensão no período), conforme relação a seguir:

- Barra 138 kV;
- Barra 13,8 kV;
- Tensão R47019 (início do circuito);
- Tensão R47297 (meio do circuito);
- Tensão R44928 (final do circuito).

2) No lado esquerdo do gráfico, acima das respectivas linhas, mostra-se os limites máximos e mínimos, referentes aos valores de tensão, sendo:

- Vmax-505 – valor limite máximo para DRP/DRC (5%), conforme Módulo 8 - PRODIST;
- Vmin-505 – valor limite mínimo para DRP (7%), conforme Módulo 8 - PRODIST;
- Tensão Cte-Vmax – Valor máximo de Vref considerado a banda morta;
- Tensão Cte-Vmin – Valor mínimo de Vref considerado a banda morta;
- Vmax-47297 – Valor máximo equivalente para a tensão no R47297, considerando a tensão média no local mais a banda morta do 5T90;
- Vmin-47297 – Valor mínimo equivalente para a tensão no R47297, considerando a tensão média no local menos a banda morta do 5T90;
- Vmed-44928 – Valor médio da tensão no R44928.

#### **6.4.1 - 1º Ciclo - Tensão Constante**

Foram feitas medições para o circuito no período de 31/03 a 06/04/2010 (uma semana), porém foram consideradas 5 amostras válidas, (31/03, 01/04, 02/04, 03/04 e 04/04).

Percentualmente, conforme a Tabela 6.3 foram encontrados os valores de DRPp=1,25% e DRCp=0, sendo que não foram verificados valores acima da tensão máxima permitida (5%).



### 6.4.1.1 - Maior Carga - dia 31/03/2010 - 4ª Feira

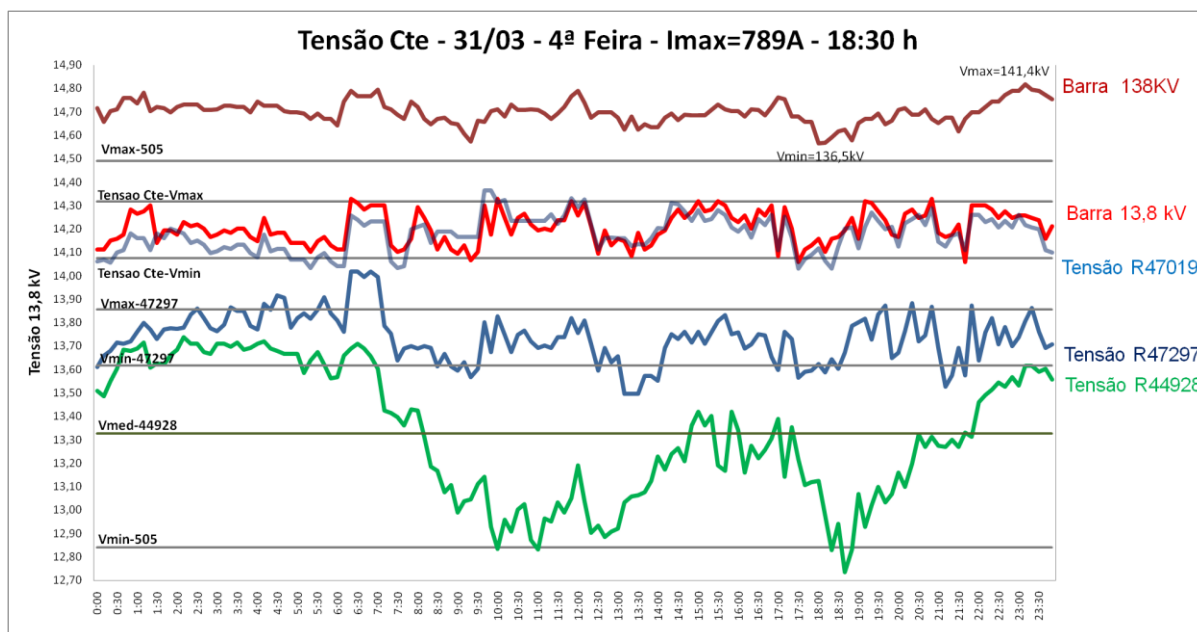


Fig. 6.12 - Tensão Cte – 31/03 – 4ª Feira – I<sub>max</sub>=789A - 18:30 h.

Análise das medições, conforme a Figura 6.12:

a) Início do circuito – R47019:

A tensão na saída do PSAU13F4, medida pelo religador R47019, comportou-se dentro dos limites de tensão para o relé 5T90 (conforme V<sub>max</sub>-505 na Figura 6.12).

b) Meio do circuito – R47297:

Note que a tensão no circuito do religador R47297, comportou-se dentro de uma faixa relativamente estável, porém com oscilações fora da faixa de banda morta equivalente desse circuito de 240 V (conforme V<sub>max</sub> e V<sub>min</sub> do R47297 na Figura 6.12).

c) Final do circuito – R44928:

Para esse caso, a tensão teve uma grande variação, principalmente devido às características de um circuito rural, que é sujeito a sazonalidades, que no circuito em questão tem a ver com época de

colheita de produtos agrícolas, e principalmente devido à irrigação. Na Figura 6.13, mostra-se que a curva de carga no circuito possui uma carga muito alta durante o período de carga média, chegando perto dos valores de carga pesada, sendo a queda de tensão nesse local, devido principalmente a esse motivo.

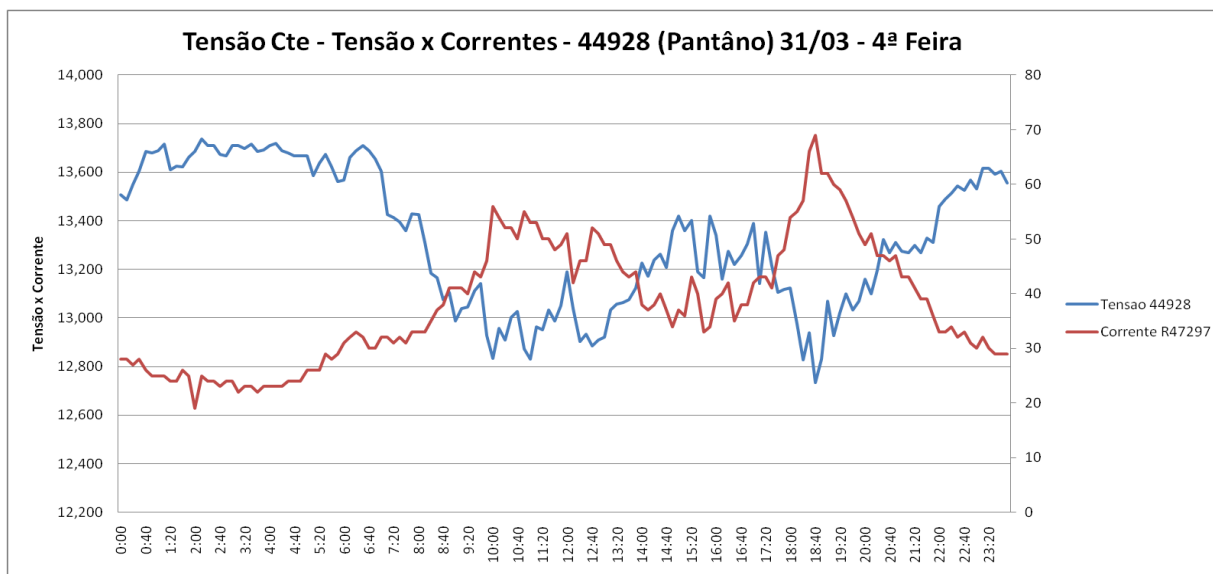


Fig. 6.13 - Tensão Cte - Tensão x Correntes - 44928 (Pantâno) 31/03 - 4ª Feira.

#### 6.4.1.2 - Menor carga - dia 04/04/2010 - Domingo

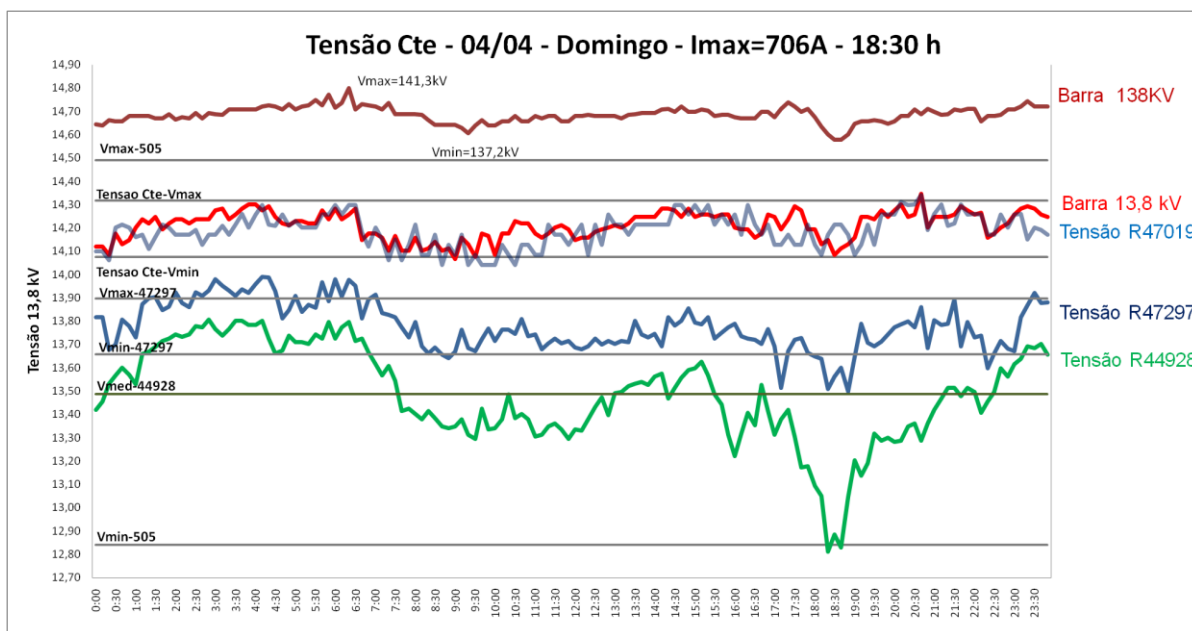


Fig. 6.14 - Tensão Cte - 04/04 - Domingo - I<sub>max</sub>=706A - 18:30 h.

Análise das medições, conforme a Figura 6.14:

a) Início do circuito – R47019:

A tensão na saída do PSAU13F4, medida pelo religador R47019, se comportou dentro dos limites de tensão para o relé 5T90 (conforme  $V_{max}$ -505 na Figura 6.14).

b) Meio do circuito – R47297:

Note que a tensão no circuito do religador R47297 teve uma variação de tensão superior a 500 V (bem superior ao valor de banda morta do relé 5T90), onde a maior tensão ocorreu no período de carga leve e a menor no período de carga pesada.

c) Final do circuito – R44928:

Para esse caso, a tensão teve uma grande variação no período de carga pesada, devido ao horário de pico da zona rural, conforme Figura 6.15, porém, conforme a Tabela 6.3, o percentual de subtensão no local ainda está em conformidade com o Módulo 8 - PRODIST.

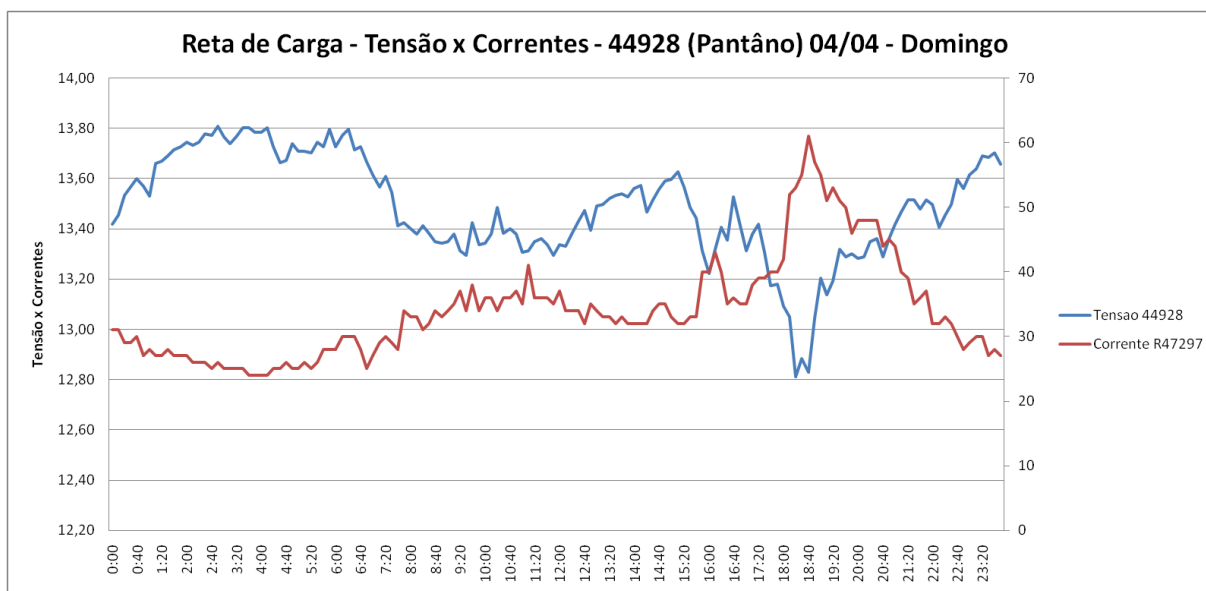


Fig. 6.15 - Tensão Cte - Tensão x Correntes - 44928 (Pantão) 04/04 – Domingo.

### **6.4.1.3 - Conclusões Sobre a Regulação de Tensão Usando Tensão Constante**

Conforme mostrado, para o método de regulação de tensão usando tensão constante, usa-se a tensão de referência constante na SE. Através desse método, consegue-se uma menor quantidade de comutação do regulador de tensão, (conforme a Tabela 6.4), que aliado à simplicidade de implementação e ao incremento de venda de energia, principalmente em regime de carga leve e média, é uma solução bastante usada atualmente.

Os problemas desse método é o de não manter a tensão constante no centro de carga, e os consumidores localizados no meio e no final de circuito estão sujeitos a grandes variações de tensões.

Note também, que se houvesse uma melhora de tensão, principalmente no horário de ponta, conforme a Tabela 6.3, poder-se-ia ter um menor percentual de DRPp (1,25%), conforme será verificado nos outros métodos.

### **6.4.2 - 2º Ciclo - Reta de Carga**

Foram feitas medições para o circuito no período de 14/04 a 20/04/2010 (uma semana), porém foram consideradas 4 amostras válidas, (16/04, 17/04, 18/04 e 19/04).

Percentualmente, conforme mostrado na Tabela 6.3 foi encontrado os valores de DRPp=0,87% e DRCp=0, sendo que não foram verificados valores acima da tensão máxima permitida (5%).

Os nomes descritos anteriormente para o gráfico de tensão são os mesmos, exceto os listados abaixo:

- R. carga-Vmax – Valor máximo de Vref considerado a banda morta;
- R. carga-Vmin – Valor mínimo de Vref considerado a banda morta.

Lembrando que no ciclo de medição, o valor de Vref não é fixo, sendo variável conforme os valores de correntes.

### 6.4.2.1 - Maior Carga - dia 19/04/2010 - 2ª Feira

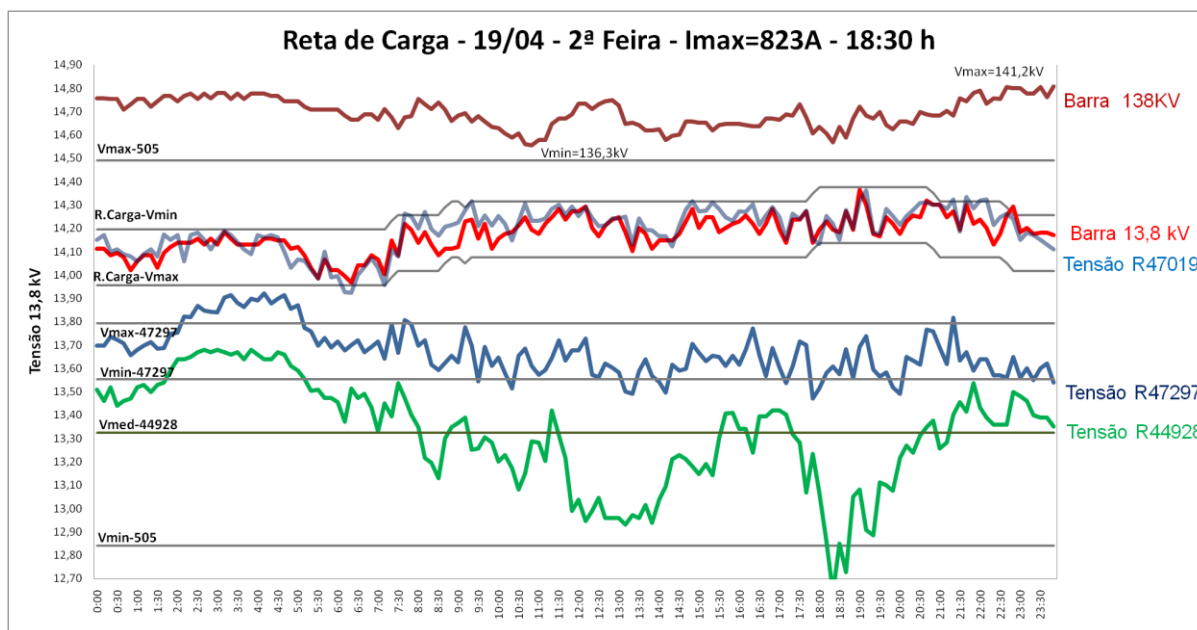


Fig. 6.16 - Reta de Carga - 19/04 - 2ª Feira - I<sub>max</sub>=823A - 18:30 h.

Análise das medições, conforme a Figura 6.16:

a) Início do circuito – R47019:

A tensão na saída do PSAU13F4, medida pelo religador R47019, se manteve dentro dos limites máximos de DRPp e DRCp (Conforme valor de V<sub>max</sub>-505 na Figura 6.16), mesmo com os ajustes de V<sub>max</sub> do 5T90 maior no horário de ponta, que os ajustes para tensão constante.

b) Meio do circuito – R47297:

A tensão no circuito do religador R47297, comportou-se dentro de uma faixa relativamente estável, porém com oscilações fora da faixa de banda morta equivalente desse circuito de 240 V (conforme V<sub>max</sub> e V<sub>min</sub> do R47297 na Figura 6.16), basicamente no horário de carga leve, com variações além desse limite nos outros horários.

c) Final do circuito – R44928:

Para este caso a tensão teve uma grande variação, principalmente devido às características de um circuito rural. Na Figura 6.17 mostra-se que a curva de carga no circuito possui uma carga muito alta durante o período de carga média, chegando perto dos valores de carga pesada, sendo este o motivo da queda de tensão nesse local. Porém, devido a uma tensão mais alta no horário de carga pesada, houve uma redução da DRPp (0,87%) conforme mostrado na Tabela 6.3.

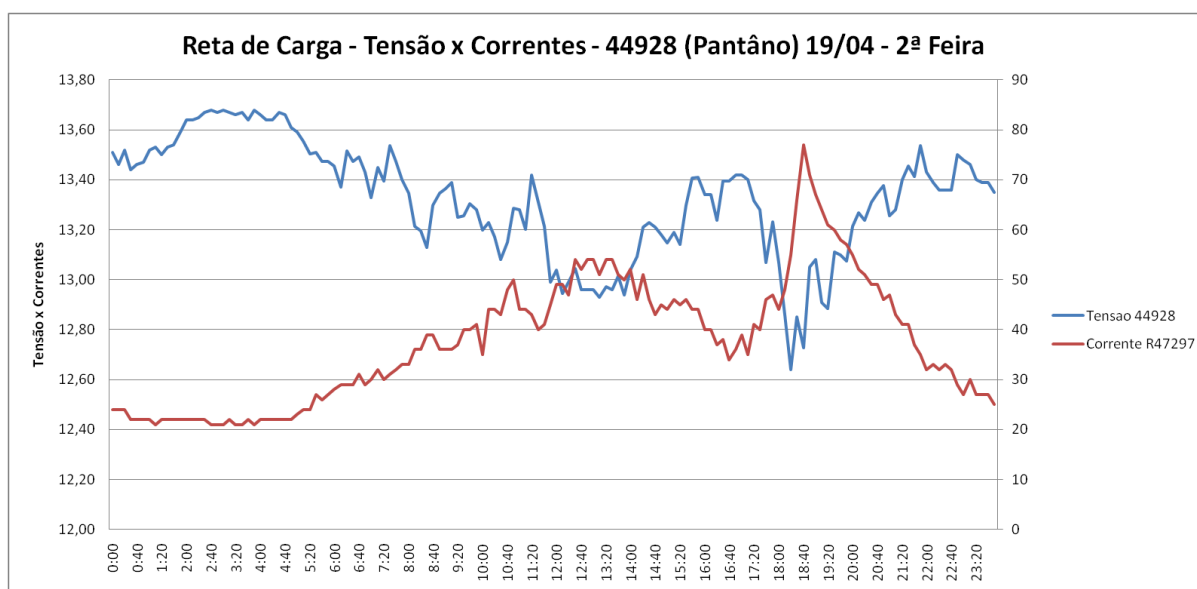


Fig. 6.17 - Reta de Carga - Tensão x Correntes - 44928 (Pantâno) 19/04 - 2ª Feira.

### 6.4.2.2 - Menor carga - dia 18/04/2010 - Domingo

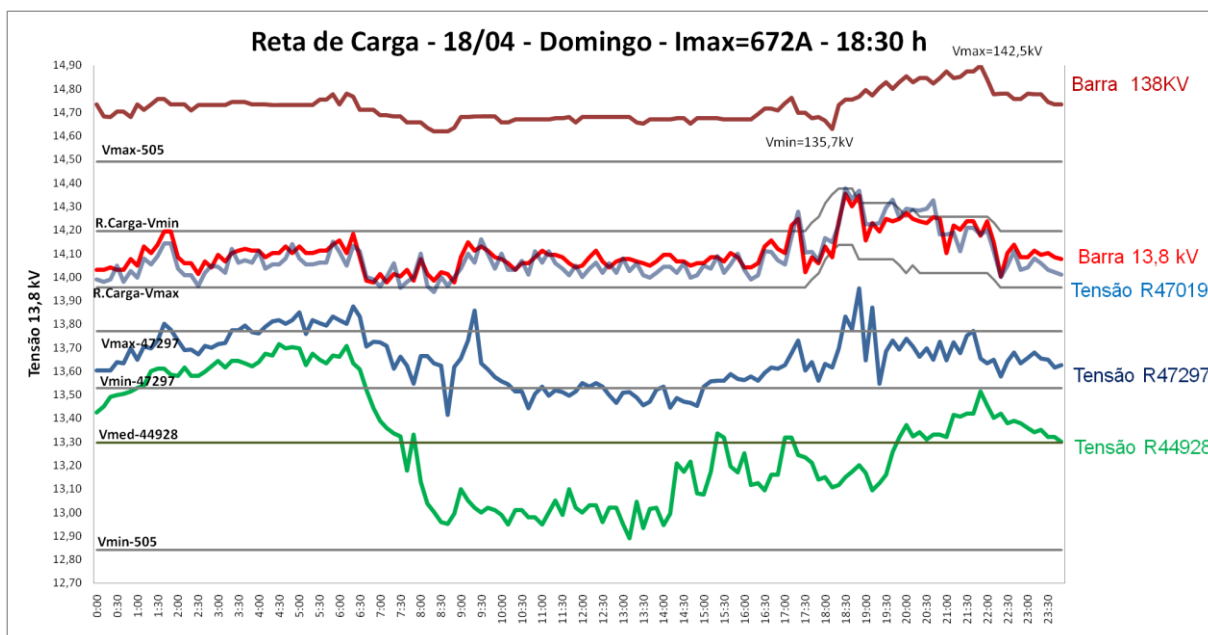


Fig. 6.18 - Reta de Carga - 18/04 - Domingo - I<sub>max</sub>=672A- 18:30 h.

Análise das medições, conforme a Figura 6.18:

a) Início do circuito – R47019;

A tensão na saída do PSAU13F4, medida pelo religador R47019, se manteve dentro dos limites máximos de DRPp e DRCp (conforme valor de V<sub>max</sub>-505 na Figura 6.16), mesmo com os ajustes de V<sub>max</sub> do 5T90 maior no horário de ponta, que os ajustes para tensão constante.

b) Meio do circuito – R47297;

A tensão no circuito do religador R47297 comportou-se dentro de uma faixa relativamente estável, porém com oscilações fora da faixa de banda morta equivalente desse circuito de 240 V (conforme V<sub>max</sub> e V<sub>min</sub> do R47297 na Figura 6.18), com poucas variações além desse limite, inclusive no horário de ponta do sistema.

c) Final do circuito – R44928;

Para esse caso houve uma variação de tensão máxima de +/- 400V no período de carga leve, e de tensão mínima +/- 300V no período de carga média, devido à curva de carga no dia de menor carga não ser tão acentuado (conforme Figura 6.19). Com isso não houve tensões próximas ao valor de DRPp, conforme a Tabela 6.3.

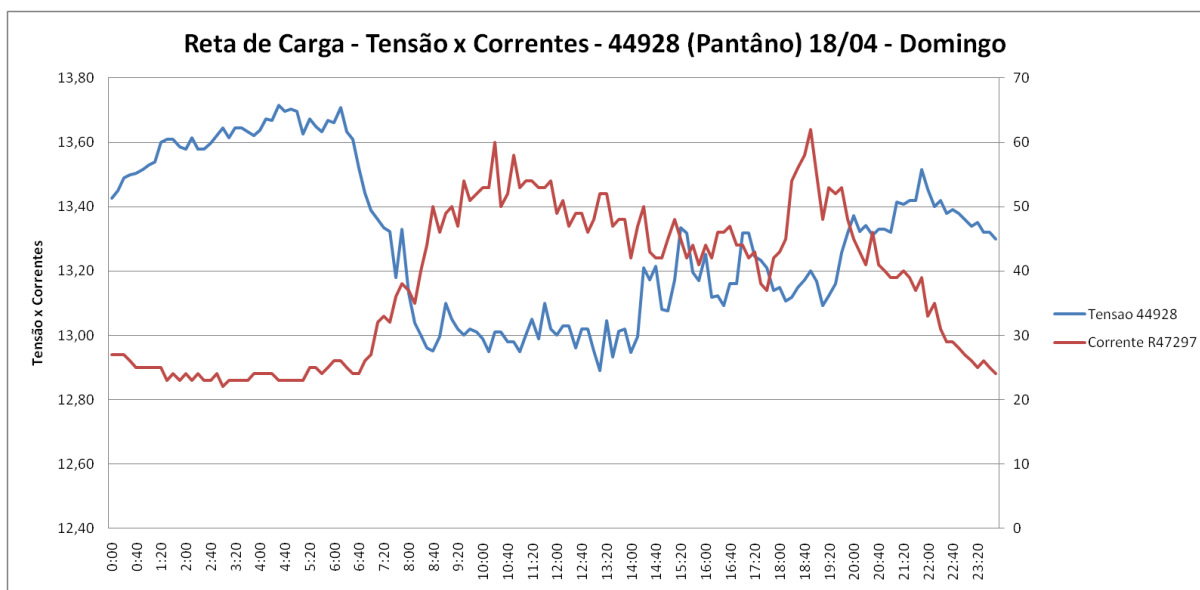


Fig. 6.19 - Reta de Carga - Tensão x Correntes - 44928 (Pantâno) 18/04 – Domingo.

### 6.4.2.3 - Conclusões Sobre a Regulação de Tensão Usando Reta de Carga

Conforme mostrado, para o método de regulação de tensão usando reta de carga, usa-se a tensão de referência variando de acordo com a corrente em circulação pelo Trafo T5.

A vantagem desse método é de ter uma tensão mais uniforme no centro de carga e uma pequena melhora de tensão no final de circuito através de um menor percentual de DRPp conforme a Tabela 6.3. Outra vantagem desse método é de não aumentar significativamente a quantidade de comutações do regulador de tensão, conforme a Tabela 6.4, houve um aumento de 24% no numero de comutações com relação ao método de tensão constante.



Esse método pode ser usado também como um LDC simplificado, onde for difícil a sua implementação.

A desvantagem desse método é de não vir com esse recurso embarcado nos relés 90 comercializados atualmente. Porém, com o advento cada vez maior de relés 90 microprocessados, essa função poderá ser configurada no mesmo. Devido ao fato do processo de automação de subestações ser utilizado atualmente, algumas concessionárias tem programado a UTR responsável pela automação desta SE para a execução da função de regulação de tensão via reta de carga.

#### **6.4.3 - 3º Ciclo - LDC**

Foram feitas medições para o circuito no período de 22/04 a 28/04/2010 (uma semana), porém foram consideradas 6 amostras válidas (22/04 a 27/04).

Percentualmente, conforme a Tabela 6.3, foram encontrados os valores de  $DRP_p=0,12\%$  e  $DRC_p=0$  sendo que não foram verificados valores acima da tensão máxima permitida (5%).

Os nomes descritos anteriormente para o gráfico de tensão são os mesmos, exceto os listados abaixo:

- LDC-Vmax – Valor máximo de  $V_{ref}$  considerado a banda morta;
- LDC-Vmin – Valor mínimo de  $V_{ref}$  considerado a banda morta.

Lembrando-se que no ciclo de medição, o valor de  $V_{ref}$  não é fixo, sendo variável conforme os valores de corrente e fator de potência.

### 6.4.3.1 - Maior Carga - dia 23/04/2010 - 6ª Feira

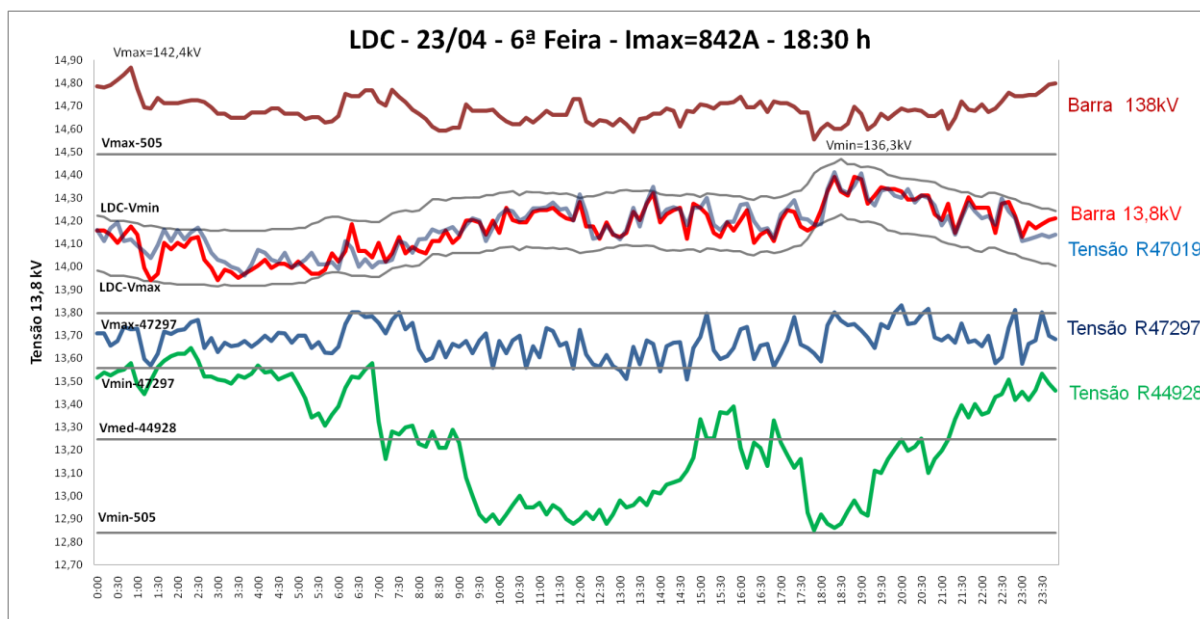


Fig. 6.20 - LDC - 23/04 - 6ª Feira - I<sub>max</sub>=842A – 18:30 h.

Análise das medições, conforme a Figura 6.20:

a) Início do circuito – R47019:

A tensão na saída do PSAU13F4, medida pelo relógio R47019, se manteve dentro dos limites máximos de DRPp e DRCp (conforme valor de V<sub>max</sub>-505 na Figura 6.20), mesmo com os ajustes de V<sub>max</sub> do 5T90 ajustado pelo LDC, e com uma carga de 842 A. Convém salientar que a configuração do LDC foi considerada como I<sub>max</sub>=800 A, e o ajuste de V<sub>max</sub>=14320, que considerando a banda morta poderia chegar a 14440 V. Porém, para a corrente de 842A o valor máximo chegou a 14460 V.

b) Meio do circuito – R47297:

A tensão no circuito do relógio R47297 manteve-se dentro da faixa de banda morta equivalente desse circuito, de 240 V (conforme V<sub>max</sub> e V<sub>min</sub> do R47297 na Figura 6.20), independentemente do regime de carga, ou seja, conforme descrito no item 6.2 desse capítulo, o R47297 pode ser considerado como o centro de carga desse circuito, pois as medições nesse relógios mantiveram-se estáveis durante todo o período.

c) Final do circuito – R44928:

Para esse caso a tensão teve uma grande variação, principalmente devido às características de um circuito rural. Na Figura 6.21, mostra-se que a curva de carga no circuito possui uma carga muito alta durante o período de carga média, chegando perto dos valores de carga pesada, sendo devido a esse fato a queda de tensão nesse local, porém devido a uma tensão mais alta no horário de carga pesada, houve uma redução significativa da DRPp, não ocorrendo nenhuma transgressão no dia, e somente uma durante todo o período de amostragem (0,12%), conforme mostrado na Tabela 6.3.

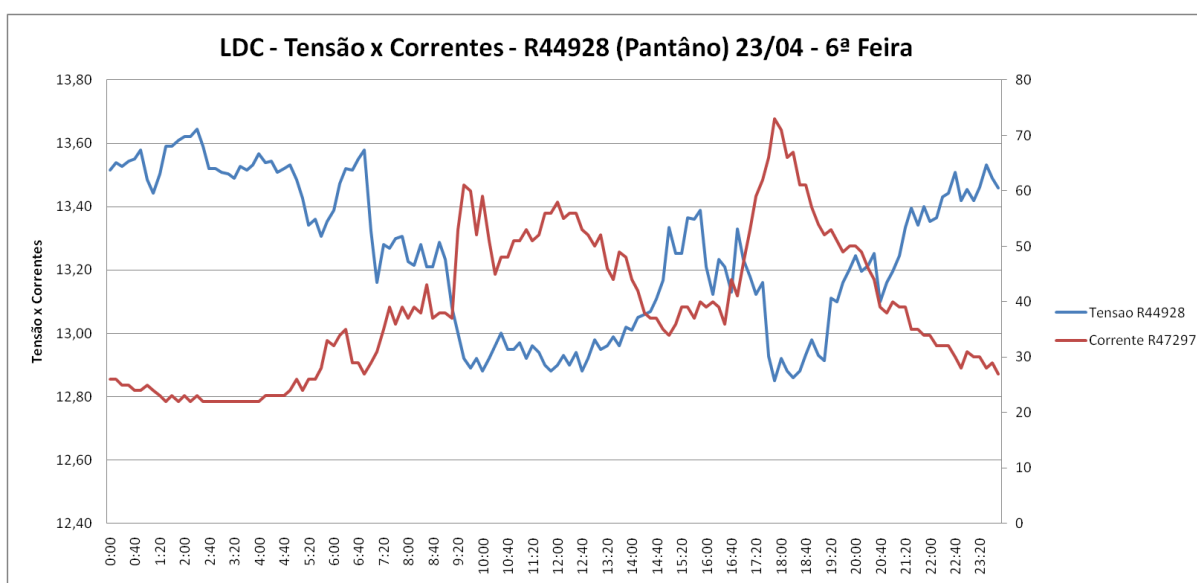


Fig. 6.21 - LDC - Tensão x Correntes - R44928 (Pantâno) 23/04 - 6ª Feira.

### 6.4.3.2 - Menor carga – dia 25/04/2010 – Domingo

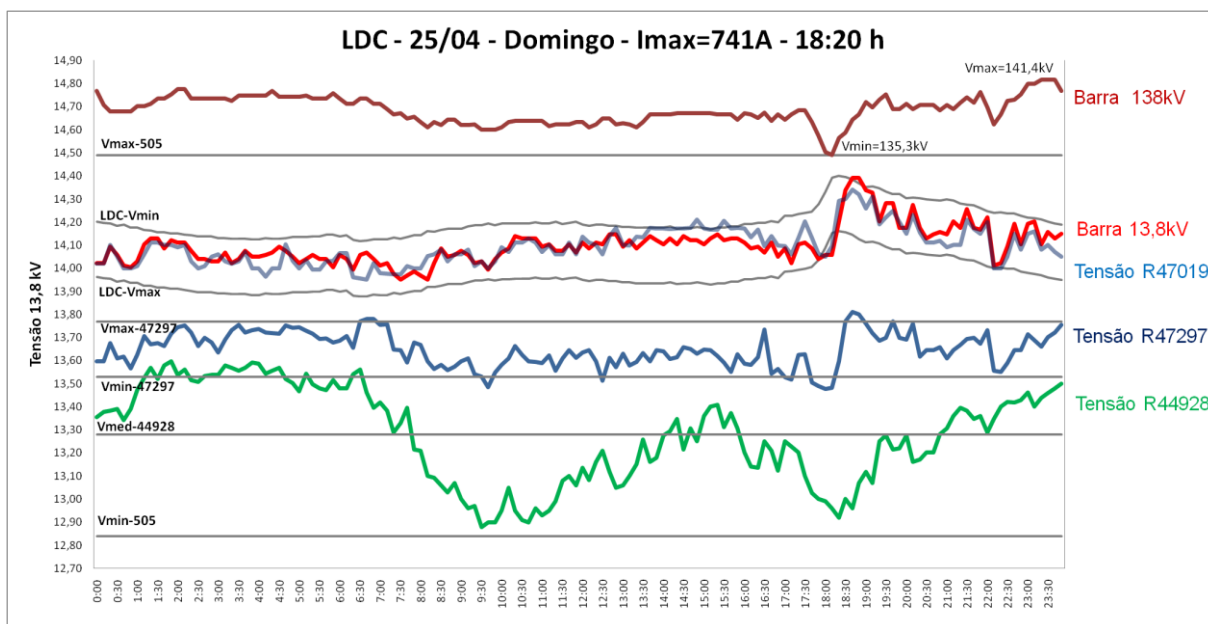


Fig. 6.22 - LDC - 25/04 - Domingo - I<sub>max</sub>=741A - 18:20 h.

Análise das medições, conforme Figura 6.22:

a) Início do circuito – R47019:

A tensão na saída do PSAU13F4, medida pelo religador R47019, se manteve dentro dos limites máximos de DRPp e DRCp (conforme valor de V<sub>max</sub>-505 na Figura 6.22), mesmo com os ajustes de V<sub>max</sub> do 5T90 feito através do LDC.

b) Meio do circuito – R47297:

A tensão no circuito do religador R47297, manteve-se dentro da faixa de banda morta equivalente desse circuito, de 240 V (conforme V<sub>max</sub> e V<sub>min</sub> do R47297 na Figura 6.22), independentemente do regime de carga, ou seja, conforme ocorreu para os testes relativos ao dia de maior carga, para o dia de menor carga, a tensão também se manteve estável, confirmando a constatação que esse local pode ser considerado como o centro de carga do circuito.

c) Final do circuito – R44928

Para esse caso a tensão teve variação, porém menor do que ocorreu para o dia de maior carga, mas mesmo assim com característica de circuito rural. Na Figura 6.23 mostra-se que a curva de carga no circuito possui uma carga alta durante o período de carga média, chegando perto dos valores de carga pesada, sendo devido a esse fato a queda de tensão nesse local, porém, devido a uma tensão mais alta no horário de carga pesada, houve uma redução significativa da DRPp, não ocorrendo nenhuma transgressão no dia, e somente uma durante todo o período de amostragem (0,12%), conforme mostrado na Tabela 6.3.

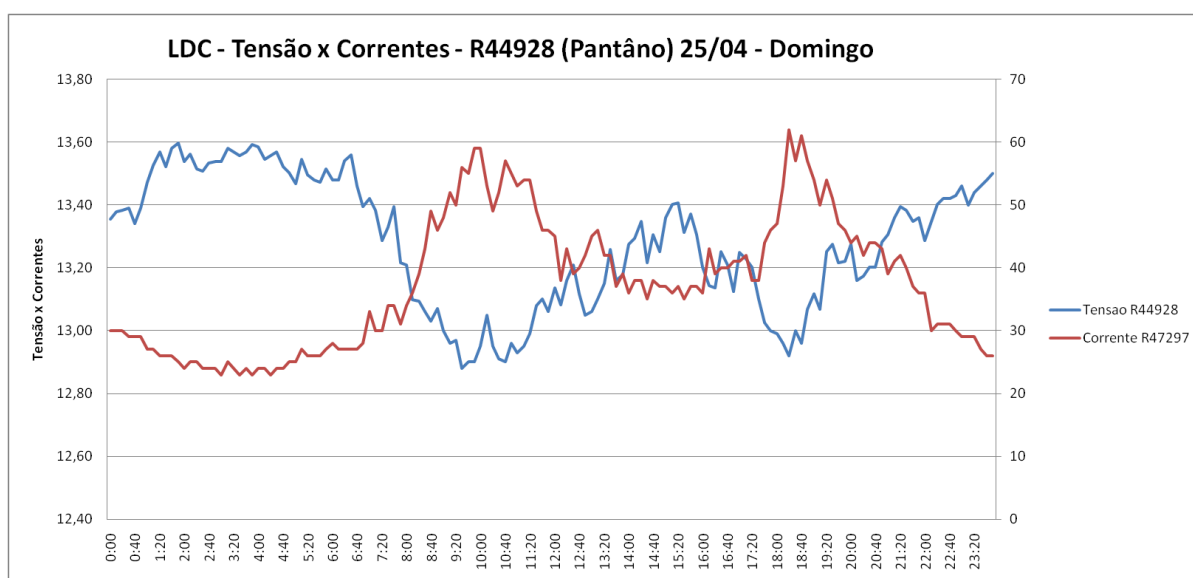


Fig. 6.23 - LDC - Tensão x Corrente - R44928 (Pantâno) 25/04 – Domingo.

### 6.4.3.3 - Conclusões Sobre a Regulação de Tensão Usando LDC

Conforme mostrado no capítulo V, item 5.5 – funcionamento da compensação de queda de linha, o método de regulação de tensão usando LDC pode usar os parâmetros reais de R e X da LD, ou pode usar também valores de R e X calculados através do método chamado Z equivalente. Sendo que esse foi o método usado para o teste do 3º ciclo, através da regulação de tensão usando LDC.

Durante os testes, nos dias de maior e também nos dias de menor carga, a tensão ficou estável nas proximidades do religador R47297, que pode ser

considerado como o centro de carga do circuito, e com isso confirmar que o LDC realmente mantém a tensão constante para o centro de carga, mesmo usando os valores de R e X calculados através do método de Z equivalente para o LDC.

A vantagem do LDC é a de ter uma tensão mais uniforme no centro de carga e uma melhora de tensão no final de circuito para o regime de carga pesada. No testes em questão houve um percentual menor de DRCp no período (conforme a Tabela 6.3). Outra vantagem desse método é de não aumentar significativamente a quantidade de comutações do regulador de tensão, conforme a Tabela 6.4, houve um aumento de 37% no numero de comutações com relação ao método de tensão constante.

Uma desvantagem do LDC é que, o mesmo para ter um bom funcionamento, depende de ajustes. Isso poderia ser evitado, quando se considera a corrente máxima de ajuste do LDC igual à corrente nominal do transformador, porém isso limita o campo de regulação do LDC. No exemplo em questão, o LDC foi ajustado para  $I_{max}=800$  A, para o qual teria-se uma  $V_{max}$  de 14440 V (considerando a banda morta). Caso fosse considerando a corrente nominal do transformador, teria-se uma  $I_{max}=1050$  A (para um transformador de 25 MVA), e teria-se os mesmos valores de  $V_{max}=14440$  V. Porém se for considerada a corrente máxima do circuito, como  $I_{max}=800$  A, para a corrente máxima do circuito, teria-se uma tensão de saída de 14340 V, conforme a equação 6.10 (considerando o ângulo do fator de potência =  $30^\circ$ ). Embora ainda se tenha uma tensão estável no centro de carga, teria-se uma faixa de regulação menor e deixaria-se de ter um incremento de tensão em torno de 100 V, que poderia ser importante no final do circuito, principalmente no seu horário de carga pesada, e com isso perder-se-ia a melhoria de DRCp no circuito.

Nos testes em questão, na configuração do LDC, foi considerada como  $I_{max}=800$  A, e o ajuste de  $V_{max}=14320$  V, que considerando a banda morta, poderia chegar a 14440 V. Porém, no dia de maior carga a corrente máxima do circuito foi de 842 A, e por isso a  $V_{max}$  do LDC foi de 14460 V, e mesmo com uma carga alta, não houve transgressão de tensão na faixa superior (5%).

É recomendável que se faça o ajuste do LDC periodicamente (no mínimo uma vez por ano), aferindo os ajustes do LDC, levando em consideração os valores da corrente máxima do circuito (real) e fator de potência, visando o desempenho ótimo do LDC. Também é recomendável que se use o recurso de limite de

compensação do LDC, conforme citado no Capítulo V, item 5.5.4 – Limites de compensação para o LDC.

## **CAPÍTULO VII**

### **CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS**

#### **7.1 - CONCLUSÕES**

Todas as metodologias projetadas para os relés de controle de tensão são planejadas para manter os níveis de tensão nas SEs e LDs conforme as normas do órgão regulador – ANEEL, de acordo com o PRODIST - Módulo 8.

Caso não seja possível a regulação de tensão nesses pontos conforme as regras vigentes, deverão ser feitas ações em nível de planejamento conforme definidas no Capítulo III.

Entre os 3 métodos de regulação que foram testados neste alimentador típico da SE se verificaram algumas características diferentes.

Para o 1º método de regulação de tensão (1º ciclo - Tensão Constante) a tensão de referência mantém-se constante na SE, ou seja, não há compensação de queda de tensão na LD, e com isso a tensão ao longo da LD varia de acordo com a queda de tensão e o carregamento da LD.

Apesar deste método não manter a tensão estável no centro de carga, e de não prover na LD uma tensão mais alta, principalmente no horário de ponta, e com isto não contribuir para a diminuição da DRC/DRP no circuito, este método tem a vantagem de ser o que necessita de uma menor quantidade de comutações do regulador de tensão (conforme a Tabela 6.4), aliado à simplicidade de implementação e ao incremento de venda de energia, principalmente em regime de carga leve e média, é uma solução bastante utilizada atualmente.

Para o 2º método de regulação de tensão (2º ciclo – Reta de Carga), ocorrerá uma compensação de queda de tensão na LD, de acordo com o



carregamento da linha, porém como não considera as características elétricas da LD, essa compensação não manterá a tensão tão estável no centro de carga, conforme o método via LDC.

Uma vantagem desse método é de ter uma tensão mais uniforme no centro de carga e uma pequena melhora de tensão no final de circuito através de um menor percentual de DRPp, conforme a Tabela 6.3. Como o controle de tensão via Reta de Carga também compensa a queda de tensão na linha, mesmo sem considerar R e X da LD, esse método torna-se economicamente viável, podendo inclusive substituir a LDC, quando não for possível a utilização do mesmo.

Outra vantagem desse método é de não aumentar significativamente a quantidade de comutações do regulador de tensão. Conforme a Tabela 6.4, houve um aumento de 24% no número de comutações com relação ao método de Tensão Constante.

Uma desvantagem desse método é que normalmente os relés 90 não possuem o recurso de reta de carga disponível. Porém, devido à característica de ser um método de fácil implantação, o mesmo pode ser configurado através do uso da remota de telecontrole (UTR) usada para o telecontrole da SE ou de relés 90 microprocessados que permitem programação local.

Caso seja usada a remota de telecontrole da SE, tem-se a vantagem de permitir sua configuração remotamente através dos centros de operação via telecontrole da SE.

O 3º método de regulação de tensão (3º ciclo - LDC) tem a característica de manter a tensão estável no ponto de regulação (centro de carga), pois leva em consideração as características da LD, tais como as quedas de tensão que irão ocorrer devido à resistência R e a reatância X real da LD, ou através do uso de R e X calculados de acordo com as cargas e o ângulo do fator de potência. Esse método irá compensar as quedas de tensão na rede, visando à regulação de tensão para certo local, denominado centro de carga.

Esse método é o mais usado mundialmente, pois possibilita uma tensão mais estável para o centro de carga e consecutivamente para todo o circuito.

Durante os testes, os ajustes foram feitos através do método de Z equivalente, e confirmou-se que mesmo obtendo os valores de R e X equivalente através do ângulo médio do fator de potência e corrente máxima do transformador,

este método resultou em uma regulação de tensão bastante satisfatória para a LD, conforme demonstrado nos testes para este método, onde a tensão ficou bastante estável para o centro de carga.

A vantagem da LDC é a de ter uma tensão mais uniforme no centro de carga e uma melhora de tensão no final de circuito para o regime de carga pesada. Nos testes com este método, também foi verificado uma melhora no percentual de DRCp no circuito, conforme a Tabela 6.3.

Outra vantagem desse método é de não aumentar significativamente a quantidade de comutações do regulador de tensão, onde conforme a Tabela 6.4, houve um aumento de 37% no número de comutações com relação ao método de Tensão Constante.

Uma desvantagem da LDC é que para o seu bom funcionamento, o mesmo necessita de ajustes periódicos, no mínimo uma vez ao ano.

Conforme verificado nos testes é recomendável que se faça o ajuste do LDC usando a corrente máxima do circuito prevista para certo período, e que não se use o valor de corrente nominal do transformador, pois isso poderia comprometer o desempenho ótimo do LDC. Também é recomendado que se use o recurso de limite de compensação do LDC, conforme citado no Capítulo V, item 5.5.4 – Limites de compensação para o LDC.

Analisando os resultados, chega-se à conclusão que para todos os modelos testados não houve transgressões de tensão, conforme os limites definidos pelo PRODIST – Módulo 8, ou seja, todas as 3 metodologias testadas conseguiram atender aos requisitos do órgão regulador – ANEEL com relação à qualidade da energia elétrica.

Pode-se então considerar que o critério de qualidade da energia elétrica é o mais importante, porém não é único a ser considerado. Outros fatores também podem influir na definição da metodologia a ser empregada. Pode-se então concluir que a definição do melhor método a ser usado também pode depender da relação custo-benefício, tais como: número de comutações do regulador de tensão, existência de banco de capacitores/reguladores na LD, etc.

Entre os fatores a serem considerados, deve-se verificar a questão do número de comutações do regulador de tensão, considerando o custo destas comutações, pois a manutenção de um regulador de tensão é bastante onerosa, e

normalmente depende do uso de subestações móveis e consequentemente de grande dispêndio de tempo, mão-de-obra especializada e dinheiro.

Como exemplo, conforme a Tabela 6.4, para as metodologias testadas, houve um aumento de 24% e 37% respectivamente às metodologias usadas no 2º e 3º ciclos, com relação ao 1º ciclo. Para o modelo do transformador regulador de tensão utilizado na referida SE, conforme manual do fabricante, o prazo de manutenção no circuito de comutador de taps é de 5 anos ou 100.000 operações. Considerando esses 2 parâmetros, calcula-se então o valor médio de 54,8 operações diárias. Conforme as técnicas testadas, houve uma média diária de 40,9, 50,7 e 56,1 comutações respectivamente ao 1º, 2º e 3º ciclos.

Pode-se então concluir que para o circuito testado, o aumento do número de comutações devido ao uso da técnica da LDC não causa impacto na questão da manutenção do mesmo. Porém, caso hipoteticamente haver uma média diária de 90 comutações devida à técnica da LDC, ter-se-ia uma necessidade de manutenção do regulador de tensão a cada 3 anos. Para esse caso ter-se-ia que analisar o uso da LDC não somente com relação aos critérios da qualidade da energia elétrica, mas também quanto ao critério do custo de manutenção e vida útil do regulador de tensão.

Finalizando, pode-se citar as seguintes recomendações:

- Evitar o uso do método A ou B porque o mesmo é mais fácil de implementar ou mais aceito;
- É recomendável que se faça por parte das concessionárias um estudo detalhado para cada circuito e que se implemente o melhor método para cada caso, considerando a questão do custo-benefício;
- Quando se optar por usar a técnica de LDC, é recomendável que se tenha um cuidado especial nos ajustes do LDC (considerando inclusive o uso do recurso de limite de compensação), e que se façam ajustes periódicos, no mínimo uma vez ao ano;
- Verificar recursos adicionais de novos modelos de relés 90 (Microprocessados);
- Quando possível, levar em considerando outros métodos de regulação, avaliando melhorias advindas principalmente da técnica de controle adaptativo (*IA-fuzzy set*).

## 7.2 - SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

O *smart grid* (rede inteligente) envolve a utilização de modernos recursos tecnológicos para melhorar o fornecimento de eletricidade aos consumidores através do aperfeiçoamento dos níveis de eficiência, confiabilidade e segurança em redes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

O conceito de *smart grid* envolve a automação de redes e linhas de transmissão através da modernização de sistemas de automação de redes e linhas de transmissão e o desenvolvimento e implantação de funções avançadas de automação de redes ADA – *Advanced Distribution Automation*, tais como:

- Desenvolvimento e implantação de funções de modelagem e análise DOMA – *Distribution Operation Modeling and Analysis* incluindo modelagem dos sistemas de transmissão e distribuição, conectividade dos circuitos, cargas nodais, fluxo de potência, avaliação de capacidade de transferência e avaliação das condições operativas, dentre outras;
- Desenvolvimento e implantação de funções FLISR – *Fault Location, Isolation and System Restoration*;
- Desenvolvimento e implantação de controle de tensão e de reativos;
- Desenvolvimento e implantação transformadores MT/BT inteligentes, com medição, indicação de faltas e controle remoto de *taps*.

A título de complementação deste trabalho fica a proposta de se criar, em consonância com a tecnologia *smart grid*, um protótipo de rede inteligente de controle de tensão, onde os ajustes de regulação de tensão seriam feitos em tempo real via telecontrole, a partir das informações disponíveis no centro de operação, levando-se em consideração os valores instantâneos de corrente, tensão, fator de potência, etc., inclusive intercalando essas informações com co-geradores instalados nessa rede (se houverem).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [01] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Nº 24, Continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras*, Fevereiro de 2000.
- [02] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Nº 505, Conformidade dos níveis de tensão em regime permanente*, Novembro de 2001.
- [03] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Nº 520, Procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais*, Setembro de 2002.
- [04] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Normativa Nº 395, Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST, Revisão 1*, Dezembro de 2009.
- [05] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST - Módulo 2 – Planejamento da expansão do sistema de distribuição*, Janeiro de 2010.
- [06] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica - Janeiro de 2010*.
- [07] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Resolução Nº 456, Disposições atualizadas e consolidadas relativas às condições gerais de fornecimento de energia elétrica a serem observadas tanto pelas concessionárias e permissionárias quanto pelos consumidores*, Novembro de 2000.
- [08] BOMFIM, M. A. D. *Resolução 505/2001 ANEEL: Melhoria da qualidade*, 18<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, PE, 2008.
- [09] BARBOSA, A. S. *A ANEEL e a qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica no Brasil*, Trabalho de Conclusão de curso, CEFET, Brasília, DF, 2003.
- [10] JANNUZZI, A. C. *Regulação da qualidade de energia elétrica sob o foco do consumidor*, MSc, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2007.
- [11] HADDAD, J. *Alguns aspectos legais da reestruturação do setor elétrico brasileiro e as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica*, 14<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, PR, 2000.

- [12] BALDIN, E. D. *Avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição*, MSc, Escola Politécnica da USP, São Paulo, SP, 2002.
- [13] SOBRINHO, M. O. *O enfoque da qualidade aplicado a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica no Brasil*, DSc, Unicamp, Campinas, SP, 2004.
- [14] ALMEIDA, F. Q.; SOARES, M. S. *Melhoria da qualidade de energia após o medidor*, 14<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, PR, 2000.
- [15] BEZERRA, U. H.; et al, *Sistema distribuído de monitoramento de qualidade de tensão em redes de distribuição de energia elétrica*, 15<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, BA 2002.
- [16] SILVEIRA, M. *Qualidade de energia em estabelecimentos assistenciais de saúde*, MSc, Universidade Salvador, Salvador, BA, 2002.
- [17] CHOUHY, R. *Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de processos industriais frente a afundamentos de tensão*, MSc, UNIFEI, Itajubá, MG, 2003.
- [18] OLIVEIRA T. C. *Desenvolvimento e aplicação de um sistema de software para estudos de afundamentos de tensão*, MSc, UNIFEI, Itajubá, MG, 2004.
- [19] NOVAES, E. G. C. *Validação de ferramentas de simulação de afundamentos através de medições*, MSc, UNIFEI, Itajubá, MG, 2007.
- [20] CARVALHO, P. L. *Uma contribuição ao estudo da depressão de tensão*, MSc, UNIFEI, Itajubá, MG, 1997.
- [21] ABREU, J. P. G.; FILHO J. M. C.; CARVALHO, P. L. *Análise do impacto de voltage sags sobre equipamentos eletrônicos*, 14<sup>o</sup> SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, PA, 1997.
- [22] LIMA, A. G.; et al, *Análise e medição da qualidade de energia*, 14<sup>o</sup> SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, PA, 1997.
- [23] BONATTO, B. D.; et al, *A qualidade da energia em consonância com a segurança industrial*, 14<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, PR, 2000.
- [24] SILVA, L. R.; GUALBERTO, R. *Planejamento regional do sistema elétrico de distribuição da CEMIG – estudo de caso*, 17<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, MG, 2006.
- [25] FILHO, J. M.; et al, *Análise econômica de investimentos na expansão do sistema elétrico da Escelsa com enfoque de custo/benefício*, 14<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, PR, 2000.

- [26] NEVES, M. R. *Planejamento da expansão de sistemas de distribuição utilizando algoritmos genéticos*, 14<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, PR, 2000.
- [27] LEHMANN, R. B.; et al, *Redes neurais artificiais aplicadas no estudo de previsão de consumo de energia elétrica*, 15<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, BA 2002.
- [28] BRITO, N. S. D.; et al, *Previsão de carga utilizando redes neurais: Uma aplicação ao sistema CEAL*, 17<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, MG, 2006.
- [29] BAZAN, A.; MANTOVANI, J. R. S.; ROMERO, R. A. *Expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica usando sistema de busca tatu*, 15<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, BA 2002.
- [30] YOSHIMOTO, E. *Planejamento de redes secundárias de sistemas de distribuição de energia elétrica*, MSc, Unicamp, Campinas, SP, 2003.
- [31] FEI, S. P. *Proposição automática de reforço em redes de distribuição de energia elétrica utilizando programação linear e algoritmos genéticos*. MSc, Escola politécnica da USP, São Paulo, SP, 2006.
- [32] COSSI, A. M. *Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão*. DSc, UNESP, Ilha Solteira, SP, 2008.
- [33] AMARAL, M. B. *Modelagem estática de carga por meio de medição direta: proposição de uma Metodologia sistematizada, seus impactos e benefícios*, MSc, UFJF, Juiz de Fora, MG, 2004.
- [34] FILHO, E. M. A.; et al, *Alocação de bancos de capacitores em alimentadores de distribuição utilizando função objetivo multi-critério para redução de perdas e minimização de desvios de tensão e redução de custos*, 16<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2004.
- [35] VICENTINI, E.; PIERGALLINI R. *Planejamento estratégico para priorização da instalação de bancos de capacitores*, 18<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, PE, 2008.
- [36] GODOI, A. A. *Alocação de bancos de capacitores em redes primária e secundária de energia elétrica*, MSC, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, 2009.
- [37] ALCÂNTARA, M. V. P. *Alocação de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica*, MSC, Unicamp, Campinas, SP, 2005.
- [38] JUNIOR, C. F. F. *Utilização de capacitores para melhoria da qualidade de energia elétrica nos circuitos de BT*, 14<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, PR, 2000.

- [39] OLIVEIRA, H. R. P. M.; FIGUEIREDO, C. E. C.; JESUS, N. C. *Resultados obtidos na operação de sistemas de compensação série em alimentadores de média tensão da AES Sul*, 15<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, BA 2002.
- [40] CAMARGO, J.; et al, *Capacitor série como alternativa de investimentos para a expansão da distribuição*, 16<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2004.
- [41] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional* - PRODIST - Módulo 7 - Cálculo de perdas na distribuição - Janeiro de 2010.
- [42] GONZÁLEZ, J. F. V. *Redução de perdas em redes primárias de distribuição de energia elétrica por instalação e controle de capacitores*, MSc, UNICAMP, Campinas, SP, Agosto de 2003.
- [43] ARAUJO, A. M.; SIQUEIRA C. A. *Considerações sobre as perdas na distribuição de energia elétrica no Brasil* 17<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, MG, 2006.
- [44] VARGAS, P. A. *Sistemas classificadores para redução de perdas em redes de distribuição de energia elétrica*, MSc, UNICAMP, Campinas, SP, 2000.
- [45] PICANÇO, A. F. *Avaliação econômica de transformadores de distribuição com base no carregamento e eficiência energética*, MSc, UNIFEI, Itajubá, MG, 2006.
- [46] ALVARENGA, M. B.; et al, *Proposta de metodologia para análise de perdas em alimentadores considerando os níveis de tensão de atendimento*, 16<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2004.
- [47] SOUZA, A. B.; DANTAS, N. S. *Aplicação de microcomputador no projeto de instalação de reguladores de tensão em alimentadores radiais*, 10<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 1988.
- [48] AREDES, M.; et al, *Desenvolvimento e implementação de um modelo digital do regulador de tensão com comutador eletrônico de taps operando num ramal de distribuição de média tensão*, 18<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, PE, 2008.
- [49] FERNADES, C. R. F. *Regulação automática de tensão utilizando o sistema de automação – experiência da Escelsa*, 15<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, BA 2002.
- [50] MEDIOTTI, D. C.; BRANDÃO, V.; TORRES, M. B. *Compensadores de queda de tensão em reguladores de voltagem, utilizando faixas variáveis de corrente*, 10<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 1988.



- [51] SIVIERO, V.; SOUZA, A. Q.; SILVA, V. F. *Automatismo para controle automático de tensão em transformadores reguladores ou reguladores de tensão*, 18<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, PE, 2008.
- [52] CARRARO, E; et al, *Experiência com relé regulador de tensão com ajustes múltiplos programáveis*, 17<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, MG, 2006.
- [53] SPATTI, D. H. *Sistema inteligente para controle de relés reguladores de tensão*, MSc, Escola de Engenharia de São Carlos da USP, São Carlos, SP, 2007.
- [54] BENICHIO, V. M.; et al, *Controle de tensão em transformadores de subestação de distribuição de energia elétrica usando relés com funcionalidades inteligentes* 18<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, PE, 2008.
- [55] PEREIRA, P. R. S. *Otimização dos ajustes de reguladores de tensão aplicados em redes de distribuição com acentuada variação de carga, visando atender a legislação e a satisfação dos clientes*, 18<sup>o</sup> SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, PE, 2008.
- [56] MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. 1<sup>a</sup> edição, São Paulo, SP, Editora Edgard Blucher Ltda, 1983.
- [57] KAGAN, N; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 1<sup>a</sup> edição, São Paulo, SP, Editora Edgard Blucher Ltda, 2005.
- [58] CEMIG, *Regulação de tensão*, Belo Horizonte, MG, Agosto de 2002.
- [59] Manual de Equipamentos Elétricos, 3<sup>a</sup> edição, Rio de Janeiro, RJ, Editora LTC, 2005.
- [60] CEMIG, *Ajuste de reguladores de tensão de 13,8KV de subestações*, Sete Lagoas, MG, Agosto de 1986.
- [61] TOSHIBA T&D DO BRASIL, TBR1000 – *Controle para regulador de tensão*, revisão O, setembro de 2008.
- [62] TREETECH, *Manual técnico relé regulador de tensão – AVR V1.06 MA-009* 30/08/2005 Rev. 5.
- [63] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, Inc SEL-2431 *Voltage Regulator Control*, Instruction Manual Date Code 20100112.
- [64] LICHTS LABS, *Manual relé regulador de tensão mod. MFC-300/R - Rev. B1* (20–05–09).
- [65] LLOYD, B. *Distribution systems, electric utility engineering reference book*, Westinghouse Corporation, 1965.

[66] SHORT, T. A. *Electric power distribution handbook*, New York, USA, CRC Press, 2003.