

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 103

**AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVA PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL NO
CONTEXTO DOS PROGRAMAS DE UNIVERSALIZAÇÃO DO ATENDIMENTO DE
ENERGIA NO BRASIL**

Marcelo Roger da Silva

DATA DA DEFESA: 28/04/2006

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVA PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL
NO CONTEXTO DOS PROGRAMAS DE UNIVERSALIZAÇÃO DO
ATENDIMENTO DE ENERGIA NO BRASIL**

Marcelo Roger da Silva

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Silvério Visacro Filho

Belo Horizonte - MG

Abril de 2006

S586a

Silva, Marcelo Roger da.

Avaliação de alternativa para eletrificação rural no contexto dos programas de universalização do atendimento de energia no Brasil [manuscrito] / Marcelo Roger da Silva. – 2016.
vi, 179 f., enc.: il.

Orientador: Silvério Visacro Filho.

Coorientador: Peterson de Resende.

Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f.168-179.

Bibliografia: f. 157-167.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Eletrificação rural - Brasil - Teses. 3. Distribuição de energia - Teses. I. Visacro Filho, Silvério. II. Resende, Peterson de. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)

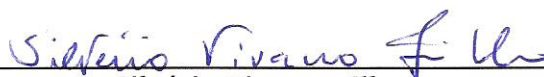
"AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVA PARA
ELETRIFICAÇÃO RURAL NO CONTEXTO DOS
PROGRAMAS DE UNIVERSALIZAÇÃO DO
ATENDIMENTO DE ENERGIA NO BRASIL"

MARCELO ROGER DA SILVA

Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de *Mestre em Engenharia Elétrica*.

Aprovada em 28 de Abril de 2006.

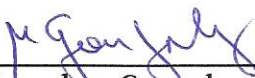
Por:



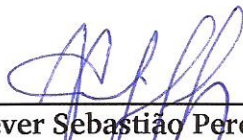
Silvério Visacro Filho - Dr.
Prof. DEE/UFMG - Orientador



Peterson de Resende - Dr.
Prof. DELT/UFMG - Co-orientador



Manuel Losada y Gonzalez - Dr.
Prof. DEE/UFMG



Clever Sebastião Pereira Filho - Dr.
Prof. DEE/UFMG

AGRADECIMENTOS

É com grande satisfação que escrevo estas palavras. Várias pessoas participaram ativamente para a conclusão desta importante etapa em minha vida, a dissertação de Mestrado, às quais tenho grande apreço e gratidão.

Agradeço especialmente ao Professor Silvério Visacro Filho pelo tempo disponibilizado para as reuniões de orientação e debate sobre o tema desenvolvido em que as discussões transpassaram o propósito de orientação valendo-me como exemplos para a vida. Não obstante, essas discussões me proporcionaram auferir uma pequena, mas não simples parcela de seu sólido conhecimento científico. Agradeço-o também pela imensurável contribuição na construção do texto desta dissertação.

Agradeço ao Professor Peterson de Resende pela disponibilidade da co-orientação e deste ter recebido as primeiras anotações acerca do tema que estimularam o desenvolvimento do trabalho.

Ao amigo José Vicente Pereira Duarte pela atenção, presteza e cortesia dispensadas principalmente em momentos de maior dificuldade nesses dois últimos anos.

À Daniela, pelo carinho, apoio e compreensão dispensados em todos os momentos vividos durante o curso de Mestrado. Sua presença foi fundamental para a conclusão desta etapa.

Sempre serei agradecido à minha mãe, Maria das Graças, pelo incentivo constante aos estudos. Não menos relevante, agradeço a meu pai, Lair, pelo exemplo de força e determinação.

A Deus agradeço pela vida, pela conclusão da dissertação e, sobretudo pela oportunidade de aprendizagem numa sociedade onde ainda o ensino é pouco valorizado.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 RELEVÂNCIA E CONTEXTO DA INVESTIGAÇÃO	1
1.2 OBJETIVO	3
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	4
2. ELETRIFICAÇÃO RURAL NO BRASIL	7
2.1 ELETRIFICAÇÃO RURAL: UMA NECESSIDADE SOCIAL	7
2.2 CARACTERÍSTICAS DAS ÁREAS RURAIS BRASILEIRAS	14
2.2.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DAS PROPRIEDADES RURAIS	16
2.2.2 TRANSFORMADORES PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL	19
2.3 CONFIGURAÇÕES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO RURAIS EM USO NO BRASIL	23
2.4 FURTO DE CONDUTOR NEUTRO DAS REDES AÉREAS RURAIS	25
2.5 O SISTEMA MONOFILAR COM RETORNO POR TERRA (MRT) COMO ALTERNATIVA ECONÔMICA	29
3. SISTEMAS MONOFILARES COM RETORNO POR TERRA (MRT)	31
3.1 HISTÓRICO	32
3.2 A EXPERIÊNCIA BRASILEIRA COM SISTEMAS MRT	33
3.3 CONCEITOS E VARIAÇÕES DOS SISTEMAS MRT	35
3.3.1 SISTEMA MONOFILAR CONVENCIONAL	36
3.3.2 SISTEMA MONOFILAR COM TRANSFORMADOR DE ISOLAMENTO	38
3.3.3 SISTEMA MRT COM NEUTRO PARCIAL	39
3.3.4 DIVERSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS MRT IMPLANTADOS NO BRASIL	40
3.4 FATORES CONDICIONANTES DOS SISTEMAS MRT	41
3.5 VANTAGENS E DESVANTAGENS DO EMPREGO DO SISTEMA MRT	42
3.5.1 VANTAGENS DO EMPREGO DO SISTEMA MRT	44
3.5.2 DESVANTAGENS DO EMPREGO DO SISTEMA MRT	45
3.5.3 EMPREGO ECONÔMICO DO SISTEMA MRT	45

4. FATORES CONDICIONANTES DE SISTEMAS MRT	49
4.1 REGULAÇÃO DE TENSÃO	50
4.1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	50
4.1.2 TENSÃO DE FORNECIMENTO	52
4.1.3 VARIAÇÃO SAZONAL DA RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO	53
4.1.4 ALTERNATIVAS DE CONDUTORES ELÉTRICOS PARA MRT	57
4.1.5 LIMITES DE QUEDA DE TENSÃO PERMISSÍVEIS	59
4.1.6 ASPECTOS DE INTERESSE NA REGULAÇÃO DE TENSÃO MRT	62
4.2 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES	65
4.2.1 FALTAS EM SISTEMAS RADIAIS DE DISTRIBUIÇÃO E PROTEÇÕES APLICÁVEIS	65
4.2.2 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES EM SISTEMAS MRT	68
4.3 PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO	70
4.3.1 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO EM SISTEMAS MRT	72
5. O ATERRAMENTO NO CONTEXTO DO SISTEMA MRT	74
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	75
5.2 O ATERRAMENTO COMO FATOR DE SEGURANÇA DO SISTEMA MRT	76
5.2.1 RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO	80
5.2.2 RESISTIVIDADE DO SOLO BRASILEIRO	81
5.3 CONTROLE DOS GRADIENTES DE POTENCIAL DO ATERRAMENTO MRT	83
5.3.1 LIMITES DE CIRCULAÇÃO DE CORRENTE PELO CORPO HUMANO	83
5.3.2 CONTROLE DOS GRADIENTES DE POTENCIAL PELO VALOR MÁXIMO DA RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO - CRITÉRIO GPR	86
5.3.3 CONTROLE DOS GRADIENTES DE POTENCIAL DE SUPERFÍCIE ATRAVÉS DE CONFIGURAÇÕES GEOMÉTRICAS DE ATERRAMENTO	88
5.4 FILOSOFIAS DE ATERRAMENTOS UTILIZADOS EM MRT	100
5.4.1 ATERRAMENTOS INDEPENDENTES	100
5.4.2 ATERRAMENTO ÚNICO	101
5.4.3 INTERLIGAÇÃO ENTRE ATERRAMENTOS PRÓXIMOS (NEUTRO PARCIAL)	102
5.4.4 ASPECTOS DETERMINANTES PARA DEFINIR A INTERLIGAÇÃO DOS ATERRAMENTOS	103
5.4.5 RELATOS PRÁTICOS SOBRE ATERRAMENTOS MRT	107

6. AVALIAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS DE SISTEMAS MRT	111
6.1 METODOLOGIA PARA CÁLCULO DA QUEDA DE TENSÃO	112
6.1.1 PARÂMETROS DE ANÁLISE DO SISTEMA MRT	112
6.1.2 PARÂMETROS DE ANÁLISE PARA SISTEMAS MONOFÁSICOS FASE-NEUTRO MULTI-ATERRADO (MRN)	120
6.2 SIMULAÇÕES	126
6.2.1 SIMULAÇÃO A - MOMENTO ELÉTRICO DE CONDUTORES EM SISTEMAS MRT PARA DIFERENTES CIRCUITOS DE RETORNO PELO SOLO	126
6.2.2 SIMULAÇÃO B - ATENDIMENTO A ÚNICO CONSUMIDOR – ESTRATIFICAÇÃO DAS PARCELAS DE QUEDA DE TENSÃO	128
6.2.3 SIMULAÇÃO C - UM COMPARATIVO ENTRE PARÂMETROS EMPREGADOS NO ESTUDO CEPEL E NO ESTUDO ATUAL	129
6.2.4 SIMULAÇÃO D - COMPARATIVO DE CAPACIDADE DE ATENDIMENTO DE SISTEMAS MRT E MRN - DEMANDA DE 1,8 KVA POR CONSUMIDOR	130
6.2.5 SIMULAÇÃO E - COMPARATIVO DE CAPACIDADE DE ATENDIMENTO DE SISTEMAS MRT E MRN - DEMANDA DE 3,0 KVA POR CONSUMIDOR	132
6.2.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	133
6.3 COMPARATIVO ECONÔMICO ENTRE SISTEMAS MRT E MRN	134
6.3.1 CUSTOS INICIAIS	136
6.3.2 CUSTOS ANUAIS	139
6.3.3 REQUISITOS DA ANÁLISE ECONÔMICA ENTRE MRT E MRN - CASO HIPOTÉTICO	142
6.3.4 COMPARATIVO ECONÔMICO ENTRE MRT E MRN - CASO HIPOTÉTICO	145
6.3.5 COMPARATIVO ECONÔMICO ENTRE MRT E MRN - CASO REAL	149
7. CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	152
7.1 CONCLUSÕES	152
7.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	156
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	157
ANEXOS	168

RESUMO

Neste trabalho é desenvolvida uma avaliação de natureza técnico-econômica sobre questões relacionadas ao abastecimento de energia em regiões rurais através de redes de distribuição de baixo custo de implantação e manutenção, no contexto dos programas brasileiros de universalização do atendimento de energia.

A investigação do tema tem como fundamentação alguns aspectos relevantes do contexto socioeconômico brasileiro atual em que o programa de universalização do atendimento de energia está sendo realizado. Dentre esses aspectos pode-se citar a grande dispersão de consumidores em áreas rurais e o quadro social atual onde mais de dez milhões de pessoas ainda não tem acesso à energia elétrica. A conjunção desses aspectos indica a necessidade de buscar alternativas técnicas que possam reduzir o custo da universalização do atendimento de energia uma vez que o investimento projetado para custear o Programa Luz para Todos é de sete bilhões de reais, de acordo com dados publicados pelo Ministério de Minas e Energia.

Dentre essas técnicas alternativas de eletrificação rural, são explorados os aspectos limitadores e de viabilidade de sistemas monofásicos de distribuição de energia com retorno por terra. Nessa perspectiva, considera-se o impacto da atual prática de furto de condutor neutro das redes rurais, quanto aos aspectos relacionados à segurança de pessoas que utilizam as instalações elétricas que perderam a interligação com o potencial do condutor neutro do sistema elétrico.

Um estudo de ordem técnica e econômica comparando o sistema monofilar com retorno por terra e o sistema monofásico fase-neutro também é apresentado levando em consideração as características de consumo e de demanda energética dos consumidores de áreas rurais brasileiras, sobretudo, as unidades consumidoras ligados a partir da universalização do atendimento de energia.

ABSTRACT

In this work, it is developed a technical economic evaluation about issues related to energy supply to rural areas through distribution networks of low cost implantation and maintenance, in the context of the Brazilian programs intended to assure energy delivery to rural population.

The investigation of the subject is based on some relevant aspects of the social economic Brazilian context at present time, where the program to assure energy delivery to rural population is being implemented. Among these aspects, it can be mentioned the great dispersion of consumers in rural areas and the present social situation where more than ten million people still do not have access to electric energy. The conjunction of these aspects indicates the need of searching technical alternatives, because the investment projected to finance the program will be high, in accordance with data published by Brazilian Ministry of Energy.

Among these technical alternatives of rural electrification, the limiting aspects and aspects of feasibility of single wire earth return systems of energy distribution are explored. In this perspective, the impact of the present practice of stealing neutral conductor of rural networks is considered, in terms of the aspects related to safety of the people who use electric installations that have lost their interconnection with the potential of the neutral conductor of electrical system.

A technical economic comparative study between the single wire earth return system and phase-neutral system is also presented, taking into account the characteristics of energy consumption and demand of rural Brazilian areas and, overall, the consumer units connected from the Brazilian programs intended to assure energy delivery to rural population.

1 Introdução

1.1 Relevância e Contexto da Investigação

A eletrificação rural é uma das ferramentas essenciais para se reduzir o êxodo rural que há décadas ocorre de forma sistêmica no Brasil. A energia elétrica no campo propicia um salto na qualidade de vida (infra-estrutura e serviços básicos, iluminação, eletrodomésticos) e o aumento da produtividade rural, que contribuem para uma elevação do nível social e econômico da população local.

Entretanto, os diversos programas de eletrificação rural instituídos pelo Estado não foram capazes de atender satisfatoriamente a demanda energética das áreas rurais brasileiras. Dados de 2002, publicados pelo Ministério de Minas e Energia, indicavam que 27% das áreas rurais no Brasil não tinham acesso à energia elétrica, o que corresponde a mais de dez milhões de brasileiros que ainda vivem na escuridão, sem usufruir os benefícios que a eletricidade proporciona [01,02].

A grande maioria desta parcela da população brasileira, equivalente à população do Estado do Paraná, possui pouca ou nenhuma condição financeira de custear a extensão das redes elétricas até seus domicílios. Aproximadamente 78% dos domicílios não supridos com energia elétrica têm renda mensal inferior a dois

salários mínimos [01].

A Constituição Brasileira de 1988 define a distribuição de energia elétrica como serviço público essencial, para o qual o Governo Federal assume a integral responsabilidade, seja diretamente ou através de concessionárias ou permissionárias. Por outro lado, não existe interesse particular das concessionárias de energia em cobrir integralmente estes custos em nome do bem-estar social, já que a expectativa de retorno do capital empregado é mínima por consequência do pequeno volume de energia consumida pelos usuários a serem atendidos.

Para mudar esta realidade, o Governo Federal instituiu o “Plano Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos”, através da promulgação da Lei 10438/2002 e posteriormente estabelecida através da Resolução 223/2003 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Este programa visa atender com energia elétrica 100% da população brasileira, tanto nas zonas rurais quanto nas cidades. Contudo, para levar energia elétrica à vasta extensão das zonas rurais brasileiras é necessário elevado investimento. Caberá às concessionárias buscar alternativas técnicas e econômicas viáveis para reduzir os custos de extensão das redes de distribuição.

Outra realidade que as concessionárias de energia já enfrentam é o furto do condutor neutro das redes aéreas de distribuição, principalmente em áreas rurais. Milhares de quilômetros de cabos de alumínio são furtados anualmente. Muitas vezes, após a reposição, o furto se repete até mais de uma vez no mesmo ponto elétrico [03]. Investigações e ações policiais são freqüentemente preparadas e executadas para coibir o furto de condutores elétricos, mas a grande área de exposição das redes facilita a ação do furto em detrimento às iniciativas conjuntas das concessionárias e dos agentes de segurança pública. Vários pontos do sistema elétrico das concessionárias operam em regime precário por essa condição imposta.

Este fator também deve ser considerado na construção de novas redes para

atender ao Programa de Eletrificação Rural Luz para Todos. A expansão do sistema elétrico empregando redes convencionais, tais como o sistema monofásico fase-neutro, tende a promover o aumento do furto de condutores, o que poderá acarretar prejuízos sem contabilizar os custos de reposição.

Neste contexto que sistemas alternativos de distribuição de energia devem ser explorados, ponderando-se a técnica aplicada, a segurança das instalações e a economia desejada. Entre sistemas alternativos de distribuição de energia, o emprego de sistemas monofilares com retorno por terra (MRT) pode se tornar viável economicamente. Entretanto, o conhecimento das cargas elétricas a serem supridas, a expectativa de crescimento natural do sistema e as características ambientais da região a ser atendida são fatores fundamentais, dentre outros, para se verificar a implantação de sistemas alternativos de eletrificação ao sistema monofásico fase-neutro.

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é avaliar a aplicação de uma alternativa de eletrificação rural, o sistema monofilar com retorno por terra (MRT), no contexto dos programas de universalização do atendimento de energia. Estudos técnico-econômicos são apresentados para subsidiar o emprego do MRT como meio de expansão da malha de distribuição rural ou mesmo a aplicação em áreas rurais em que há elevada incidência do furto do condutor neutro da rede.

O sistema monofilar com retorno por terra (MRT) foi empregado em eletrificação rural no Brasil por algumas concessionárias brasileiras. Entretanto, grande parte não obteve êxito, efetuando a reversão das redes para o sistema monofásico fase-neutro. Justificam a desistência de aplicação desta prática em função dos elevados custos dos aterramentos requeridos para manter o valor da resistência de aterramento em padrões recomendados por estudos elaborados pela Eletrobrás.

O adequado sistema de aterramento de transformadores para sistemas MRT é de fundamental importância, pois permite a continuidade de fornecimento de energia elétrica e a segurança contra acidentes nas proximidades do posto de transformação. Assim, procurou-se indicar que, nas condições de solo brasileiro, os valores de resistência de aterramento podem ser maiores que os recomendados, havendo, entretanto, necessidade de controle de potenciais na malha de aterramento o que não inviabilizaria o emprego deste sistema.

Também são avaliados outros fatores que condicionam o uso do sistema MRT, dentre os quais a regulação de tensão com foco na redução de custos e uma maior necessidade de equilíbrio de cargas para manter a sensibilidade da proteção de sobrecorrente contra faltas de alta impedância, quando houver.

Na parte final deste texto, apresenta-se uma avaliação econômica dos custos de implantação do sistema MRT em comparação com o sistema usual adotado pelas concessionárias brasileiras, o sistema monofásico fase-neutro.

1.3 Organização do Texto

Este texto foi organizado em sete capítulos e cinco anexos. O *Capítulo Um* tem como objetivo expor a relevância do tema e apresentar a descrição resumida dos assuntos discutidos em cada capítulo.

O *Capítulo Dois* considera os aspectos relativos à eletrificação rural relacionados ao tema deste trabalho. Nesse capítulo são apresentadas as principais características das áreas rurais brasileiras relativas ao uso da energia elétrica e às condições socioeconômicas da sua população. São expostas as principais causas que levaram à situação atual em que mais de dez milhões de pessoas ainda não tem acesso à energia elétrica e as perspectivas do recente Programa de Eletrificação Rural Luz para Todos do Governo Federal. Outro assunto discutido são as consequências relativas ao furto do condutor neutro das redes rurais. O sistema

MRT é apresentado como uma alternativa de construção das redes para reduzir os custos com o atendimento ao Programa Luz para Todos e para o problema de furto de neutro das redes monofásicas.

No *Capítulo Três* são apresentadas as principais características do sistema MRT. Faz-se um breve histórico da implantação deste sistema em outros países e da experiência das concessionárias brasileiras na aplicação dessa técnica de distribuição de energia elétrica. São apresentados os principais conceitos e variações que o MRT apresenta de acordo com a necessidade de operação das redes de distribuição. As particularidades, limitações, vantagens, desvantagens e o emprego econômico do MRT através de materiais alternativos também são relatados nesse capítulo.

O *Capítulo Quatro* descreve os principais fatores condicionantes do sistema MRT. Num cenário onde se busca a redução de custos com eletrificação rural, são discutidos os principais parâmetros que influenciam a regulação de tensão de redes MRT. Também são apresentadas as técnicas de proteção contra sobrecorrente e sobretensão adotadas em sistemas MRT. Procurou-se demonstrar que a falta de sensibilidade dos equipamentos de proteção contra faltas monofásicas (fase-terra) de alta impedância não é particular ao sistema MRT.

Os aspectos particulares relativos ao aterramento que deve ser utilizado em sistemas MRT são considerados no *Capítulo Cinco* desta dissertação. Nele é descrita a necessidade de um adequado aterramento para que o sistema apresente um desempenho satisfatório tanto do ponto de vista de segurança da instalação quanto de continuidade de fornecimento de energia. As alternativas empregadas para o controle dos gradientes de potencial de superfície é o foco principal de estudo desse capítulo. Também são discutidas as filosofias de aterramento praticadas, suas vantagens e desvantagens de aplicação. Alguns relatos práticos sobre a confecção de aterramentos são transcritos de bibliografias para ser evidenciada a falta de cuidado das concessionárias com esse aspecto, assim como a adoção comum de uma abordagem na qual há o deslocamento do foco da questão principal “controle de

potenciais de superfície” para “redução da resistência de aterramento”.

No *Capítulo Seis* são apresentadas análises técnicas e econômicas de sistemas MRT através de um estudo comparativo com o sistema monofásico com neutro multi-aterrado. Na parte inicial deste capítulo é descrita uma metodologia de cálculo de queda de tensão de ambos os sistemas, que leva em consideração a necessidade de redução de custos de construção através de parâmetros de interesse (extensão das redes, variação sazonal do valor da resistência de aterramento, tensão de fornecimento e condutor elétrico empregado) e as particularidades de cada sistema. São apresentados os resultados de simulações de atendimentos a unidades consumidoras rurais sob diversos aspectos. Um comparativo econômico para atendimento às propriedades rurais é desenvolvido com base em metodologia de valor presente dos custos.

As conclusões deste trabalho e as propostas de continuidade encontram-se no *Capítulo Sete*. No final do texto são apresentadas as referências bibliográficas que subsidiaram a investigação do tema.

Nos *Anexo I* e *II* são apresentados, respectivamente, os resultados de simulações de queda de tensão e de comparativos econômicos entre os sistemas para atendimento às cargas de áreas rurais cujos dados finais foram apresentados no *Capítulo Seis*. No *Anexo III* têm-se a relação de estruturas utilizadas no atendimento a cinco consumidores rurais empregando-se o sistema monofásico fase-neutro e o sistema monofilar com retorno por terra. No *Anexo IV* é apresentado um método alternativo para estimação da demanda máxima de determinado transformador com base no consumo mensal de energia elétrica e no número de consumidores atendidos. No *Anexo V* é apresentado um exemplo de cálculo do potencial do condutor neutro multi-aterrado em derivações monofásicas de redes aéreas rurais.

2 Eletrificação Rural no Brasil

Mais de um quarto da área rural brasileira ainda não têm acesso à energia elétrica. Esta fração representa mais de dez milhões de pessoas. Uma visão geral do processo de eletrificação rural no Brasil e os principais fatores que levaram a este quadro são os temas abordados neste capítulo.

2.1 Eletrificação Rural: uma necessidade social

As desigualdades entre os meios urbano e rural brasileiro são relevantes em vários aspectos, dentre os quais pode-se citar o grau de desenvolvimento econômico, a disponibilidade de infra-estrutura e de serviços básicos, os indicadores sociais e de qualidade de vida, principalmente o nível de renda, o grau de escolaridade e a expectativa de vida da população [04].

Esta realidade é resultado da rápida industrialização experimentada pelo Brasil, principalmente a partir da década de 70, que levou ao distanciamento entre os padrões de vida da população do campo e da cidade. Esta expansão industrial nos grandes centros trouxe trabalhadores das áreas rurais, atraídos pelas perspectivas de melhores condições de vida e acesso à educação e à saúde.

Para ilustrar este movimento migratório, com maior fluxo do Nordeste para o Sudeste do Brasil, verificou-se que, no Censo realizado em 1940, apenas 31% da população brasileira vivia nas cidades. No Censo de 2000, 81% da população se concentrava em áreas urbanas [05,06]. A evolução da taxa de urbanização está ilustrada na Figura 2.1.

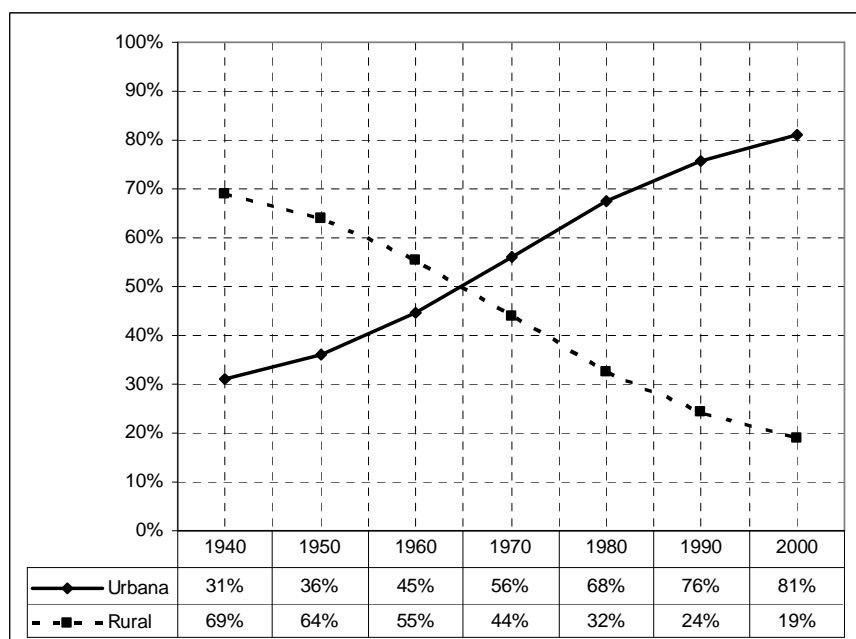


Figura 2.1 – Evolução histórica da população no Brasil (urbana e rural)

Até a década de 80 verificou-se no Brasil um dos maiores êxodos populacionais da humanidade. Cerca de 40 milhões de pessoas haviam migrado do campo para a cidade o que representava aproximadamente um terço da população brasileira, à época.

É possível observar pela Figura 2.1 que a partir da década de 80 houve certa atenuação na taxa de crescimento da população urbana, vinculada à crise do padrão de desenvolvimento industrial e urbano, com aumento do número de desempregados nas cidades, reduzindo a atratividade dos centros urbanos.

Mesmo com o pequeno crescimento da economia na década de 90, as cidades brasileiras ganharam nada menos que vinte e seis milhões de pessoas, diretamente

relacionados ao crescimento natural da população, da expansão das áreas urbanas bem como do processo de migração [04].

Através de dados dos diversos Censos Demográficos realizados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), apresenta-se a Figura 2.2, onde pode ser melhor observado o crescimento da população urbana brasileira. Este crescimento foi fortemente influenciado pelo processo migratório das últimas décadas [06].

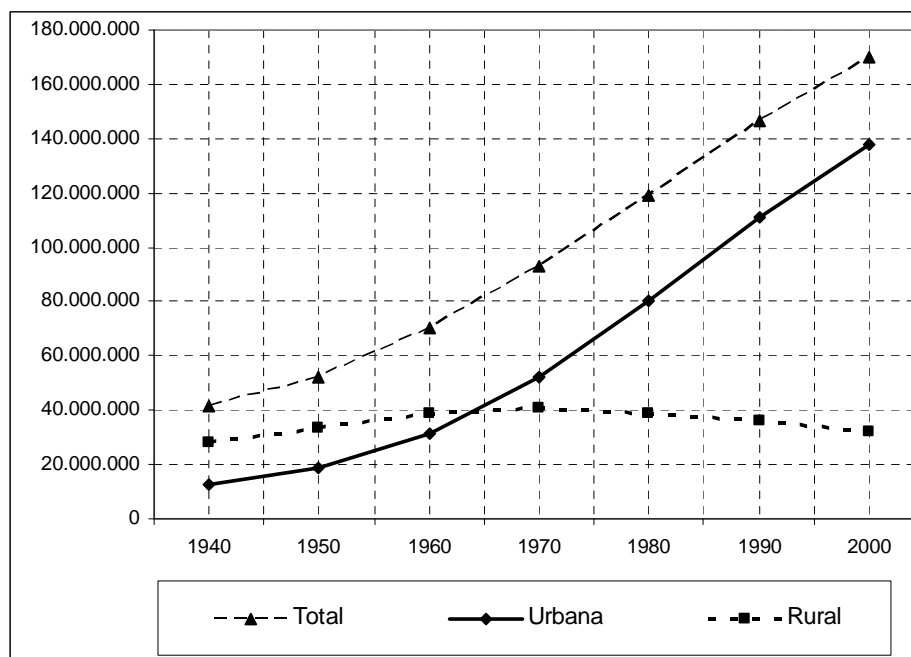


Figura 2.2 – Crescimento Populacional: Urbano e Rural

A melhoria das condições de vida de habitantes da zona rural é fator primordial para redução deste movimento migratório. Melhoria das condições de vida envolve diversos fatores, sobretudo, o acesso à energia elétrica. A energia elétrica está ligada diretamente ao aumento da produtividade rural e à melhoria das condições básicas com a elevação do nível social e econômico.

Na década de 90 contabilizavam-se aproximadamente dezoito milhões de pessoas sem acesso a energia elétrica [07]. Entre 1985 e 1998 foram criados sucessivos programas governamentais de eletrificação rural embora insuficientes

para atender toda demanda da zona rural brasileira.

O crescimento desorganizado das cidades, como consequência do êxodo rural, provocou o aparecimento de favelas sem infra-estrutura mínima, aumento vertiginoso da violência urbana, elevados índices de desemprego e a redução da qualidade de vida da população.

As regiões mais pobres economicamente, Norte e Nordeste, correspondem a aproximadamente 79% dos domicílios a eletrificar. Estas regiões possuem mais da metade das propriedades rurais existentes e abriga a população rural mais carente do país [01].

Os programas de eletrificação privilegiaram determinados grupos da população rural. Os alvos prioritários dos programas foram os espaços regionais mais organizados, especialmente aqueles onde era forte o movimento cooperativista. Também foram priorizadas as regiões dedicadas às culturas voltadas ao atendimento das necessidades industriais do país e ao mercado externo, como as culturas de grãos (no Sul e Centro-Oeste) e de frutas para exportação (produzidas em ilhas de desenvolvimento no interior nordestino).

A distribuição de créditos para a modernização agrícola deu um estímulo maior aos grandes produtores, em detrimento dos pequenos e médios, o que refletiu no nível de penetração da eletricidade nos diferentes espaços rurais [08].

Outro fator que provocou a exclusão dos menos favorecidos foi o processo decisório de escolha das comunidades a serem eletrificadas que apresentassem o menor custo marginal de atendimento pelos planos de eletrificação, o que limitou seu raio de abrangência.

Além disso, nos projetos dos programas de eletrificação desenvolvidos pelas concessionárias locais, a racionalização dos custos de expansão rural foi

desmotivada por alguns fatores, dentre os quais destaca-se o limite pré-estabelecido de participação financeira das concessionárias nas obras. As parcelas restantes eram divididas entre o Estado e o produtor rural. Em razão de apenas uma parcela deste investimento ser de responsabilidade da concessionária, a área técnica dessas empresas, voltada para uma engenharia de excelência, buscava padronizar as redes rurais como uma extensão da malha de distribuição urbana de energia. Este procedimento provocou aumento dos custos por quilômetro de rede, reduzindo assim o raio de abrangência dos projetos ou mesmo inviabilizando o pagamento da parcela destinada ao produtor rural.

Dos domicílios a eletrificar, aproximadamente 40%, têm renda familiar até um salário mínimo. Elevando a renda familiar até dois salários mínimos, atinge-se 78% dos domicílios eletrificáveis. Como não puderam participar financeiramente dos projetos implantados, foram excluídos do processo.

A reforma do setor elétrico brasileiro, promovida no final da década de 90, com a desestatização das concessionárias de energia, reduziu ainda mais as perspectivas de pleno atendimento da zona rural. Em geral, não se tem expectativa de que os grupos privados, que têm o lucro como objetivo muito mais nítido do que as concessionárias estatais, venham a ter propostas para mudar este quadro. Durante o processo de privatização, poucas medidas efetivas foram tomadas pelo Governo Federal (ou Estaduais) para assegurar a extensão das redes elétricas a áreas remotas.

Os investimentos em eletrificação rural, apesar de serem socialmente desejáveis, não são suficientemente atrativos para o capital privado, tornando necessária uma ação interventiva do Governo para corrigir esta falha do processo de reforma do setor elétrico.

A Lei 9427/1996 sinalizou que as concessionárias fossem responsáveis pelo custo total do suprimento dos serviços a qualquer consumidor, sendo exigido dele

apenas o pagamento de tarifas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada em 1996, procurou estabelecer os critérios que garantissem a continuidade do processo de eletrificação rural no Brasil. Entretanto, persistiram os procedimentos operacionais comuns, nos quais as concessionárias investiam uma quantia pré-estabelecida baseada no custo determinado ainda sob o antigo regime de serviço.

O programa Luz no Campo, instituído em dezembro 1999 pelo Governo Federal, tinha como objetivo inicial ligar novecentos e trinta mil domicílios rurais no prazo de três anos. Os critérios adotados para sua aplicação foram: quantidade de domicílios a eletrificar e custo estimado de cada nova ligação. Três anos depois, em fevereiro de 2003, 59,7% das ligações previstas haviam sido implementadas, pouco mais de 554.000 ligações. A alegação principal de não ter sido atingido o objetivo foi o racionamento de energia (2001) que provocou perda de receita pelas concessionárias. Nesse programa, os consumidores rurais pagariam quase integralmente o custo da conexão ao longo de um certo número de anos, que dependiam de cada Estado, inclusive com o apoio variável do Governo Estadual praticamente inviabilizando o atendimento a pequenos produtores rurais. Por outro lado, a participação média das concessionárias estaduais no programa “Luz no Campo” foi da ordem de 10%.

Esta prática foi alterada com a aprovação da Lei 10438/2002 pelo Governo Federal. Dentre as suas finalidades, diretamente associadas com a eletrificação rural, esta Lei determinou (artigos 14 e 15) que a ANEEL estabelecesse metas de universalização para a plena cobertura do atendimento de energia elétrica dentro das áreas de concessão. Através da Resolução ANEEL 223/2003, foram estabelecidas as condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização e as responsabilidades das concessionárias de distribuição.

O plano então instituído pelo Governo Federal foi designado “Plano Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos”, cujo objetivo é levar energia a 100% da população brasileira. Nesta

concepção, o consumidor deverá ser atendido sem ônus de conexão de sua residência à rede elétrica. Consistiu em estipular metas anuais de expansão do sistema de distribuição das concessionárias, fixando-se também metas de número de quilômetros de rede, número de unidades servidas, custo médio de conexão e padrões de qualidade a serem atendidas pelas concessionárias. De acordo com o índice atual de eletrificação da concessionária foi definido o prazo limite para atingir 100% do atendimento. Os prazos são apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Prazo para Universalização do Atendimento [01]

Índice de Eletrificação da Concessionária (IE)	Ano Limite para Universalização na área de Concessão ou Permissão
$IE > 99,5\%$	2006
$98,0\% < IE \leq 99,5\%$	2008
$96,0\% < IE \leq 98,0\%$	2010
$80,0\% < IE \leq 96,0\%$	2013
$IE \leq 80,0\%$	2015

Quanto menor o índice de eletrificação atual, maior o prazo para se atingir a universalização. Na pior condição, para taxas atuais iguais ou inferiores a 80%, o prazo limite é o ano 2015. Vários Estados brasileiros já contavam com 100% de atendimento em 2003, como Paraná, Santa Catarina, Pernambuco, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Ceará. Por outro lado, Acre, Roraima, Tocantins, Bahia, Alagoas, Piauí e Pará possuem taxa de eletrificação inferior a 60% [01].

O programa tem orçamento inicial de sete bilhões de reais e será executado em parceria com as concessionárias e os governos estaduais. A cota do Governo Federal é de 5,3 bilhões de reais. O restante será partilhado entre os governos estaduais e concessionárias. Os recursos federais necessários para garantir a universalização do atendimento têm como principal fonte a Conta para Desenvolvimento Energético (CDE). Outras importantes fontes de recursos são a Reserva Global de Reversão (RGR) e a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

A CDE foi criada pela Lei 10438/2002 tendo como objetivo principal promover a eletrificação universal em todo território nacional. Os recursos da CDE provêm basicamente do pagamento anual de uso de bens públicos, das penalidades aplicadas às concessionárias e permissionárias e das cotas anuais pagas pelos agentes que comercializam eletricidade para os consumidores finais. As estimativas iniciais dos recursos da CDE chegam a 2,7 bilhões de reais até o ano de 2010 [01].

A Reserva Global de Reversão (RGR) é um fundo administrado pelas Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás), criado em 1971 através da aprovação da Lei 5655/71. A RGR é paga pelas concessionárias e permissionárias, mas está incluída nas tarifas de energia elétrica. A estrutura da RGR abrange uma cota anual de reversão a ser abatida dos investimentos das concessionárias e permissionárias, determinada até 2,5%. Estima-se que a RGR trabalhe com recursos da ordem de 1,2 bilhões por ano até 2010.

A CCC foi criada inicialmente para apoiar a geração térmica em sistemas isolados, tais como da região amazônica. Este fundo é um rateio entre todos os consumidores de energia brasileiros. Em 2003, o volume de recursos deste fundo já ultrapassava 1,9 bilhões de reais.

Na primeira fase, o Programa Luz para Todos levará energia elétrica para 1,4 milhões de domicílios, dos quais 90% em áreas rurais, até o final do ano de 2006.

2.2 Características das áreas rurais brasileiras

Para melhor compreensão, faz-se uma abordagem das características das áreas rurais sob os aspectos relacionados à eletrificação rural, tais como as expectativas de demanda energética e de crescimento da carga após a eletrificação inicial.

As áreas rurais apresentam características bem distintas das áreas urbanas.

Em linhas gerais, verificam-se consumidores dispersos, separados por grandes distâncias e cujas cargas têm baixa demanda máxima. Observa-se também um baixo fator de carga, inibindo a expansão do sistema de distribuição, pois as concessionárias não têm interesse em ampliar o serviço para a área rural, uma vez que o investimento é alto e a expectativa de retorno do capital empregado é baixa.

O mapa da exclusão elétrica no país, publicado no site do Ministério das Minas e Energia, revela que as famílias sem acesso à energia estão majoritariamente nas localidades de menor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e nas famílias de baixa renda [02]. Neste cenário somente um programa de cunho social, como é o Programa Luz para Todos para ultrapassar estas barreiras.

A dispersão dos consumidores pode ser verificada na baixa densidade demográfica, que varia de 0,1 a 5,0 consumidores por quilômetro [09,10]. Dados divulgados pela COELBA¹ relativos ao atendimento a 120.166 domicílios, através do programa Luz no Campo, indicam que 61,8% dos domicílios eletrificados estavam situados a menos de um quilômetro da rede existente. Outros 25,7% estavam situados entre um e cinco quilômetros do ponto elétrico mais próximo. Em distância superior a vinte quilômetros apenas duzentos domicílios, que representam 0,2% do total [11].

Com relação ao grau de dispersão do número de estruturas utilizadas, observou-se que 56,9% dos domicílios foram conectados utilizando apenas uma estrutura por consumidor. Menos de 10% dos consumidores foram conectados utilizando mais de quatro estruturas por consumidor [11].

Dados preliminares de atendimento do Programa Luz para Todos em Minas Gerais indicam uma distância média entre consumidores a serem ligados da ordem de quatrocentos metros [13].

¹ COELBA: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.

Embora dispersos, o número de domicílios eletrificáveis é elevado, que resulta em grande investimento para o atendimento energético. Dados estratificados por Região são apontados na Tabela 2.2 extraídos dos resultados do Censo 2000.

Tabela 2.2 - Domicílios rurais a eletrificar por Região [05]

Região	Domicílios rurais	% do total da Região
Norte	447.124	59,7%
Nordeste	1.110.340	34,4%
Sudeste	206.214	11,9%
Sul	125.235	10,3%
Centro-Oeste	90.336	21,5%
Brasil	1.979.249	27,0%

2.2.1 Consumo de energia elétrica das propriedades rurais

O consumo de energia no meio rural pode ser classificado em duas categorias: consumo produtivo e consumo residencial.

Numa primeira etapa, o uso residencial da energia elétrica está voltado principalmente para a iluminação. Entretanto, a expansão dos sistemas elétricos no meio rural faz com que os moradores das áreas rurais eletrificadas formem, no seu conjunto, um promissor mercado consumidor de eletrodomésticos [07].

O uso da eletricidade para fins produtivos em áreas rurais está relacionado a:

- (i) Bombeamento de água para irrigação;
- (ii) Acionamento de máquinas agrícolas, principalmente nos processos pós-colheitas, como moagem e extração de óleos vegetais;
- (iii) Outras ferramentas e equipamentos que requerem energia elétrica;
- (iv) Refrigeração de alimentos perecíveis.

A utilização produtiva da eletricidade está relacionada ao nível de renda do

produtor. Nesta perspectiva, há dois grandes blocos de produtores rurais: o tradicional, com reduzida capacidade de investimento, composto de pequenos e médios produtores de gêneros alimentícios que utilizam uma parte da produção para própria subsistência; e o bloco moderno, com elevado grau de mecanização do processo, que se concentra na produção de gêneros alimentícios para exportação, com maior capacidade de investimento.

Uma vez que os programas de eletrificação rural anteriores atenderam, em sua maioria, grandes e médios produtores rurais [07,09], o mercado alvo do programa Luz para Todos são os pequenos produtores rurais, que irão empregar a energia como bem de consumo e, quando aplicável, como fator de produção em processos agropecuários. A tendência natural deste mercado, numa primeira etapa, é adquirir aparelhos elétricos para conforto e lazer, pois o contido anseio das famílias em adotar os hábitos e comportamentos urbanos tem agora condições de se realizar. Com relação à aquisição e o uso de equipamentos para as atividades agrícolas, observa-se que os proprietários rurais, em geral, tendem a integrá-los em seu patrimônio num período maior de tempo, e só o fazem após conhecê-los e terem refletido sobre as vantagens reais de suas utilidades [14].

A CEMIG² apresentou as principais características dos beneficiários do Programa Luz para Todos na sua área de concessão [13]. Os beneficiários foram classificados em pequenos produtores rurais ou produtores rurais típicos. O pequeno produtor rural pode assim ser definido:

- (i) Utiliza energia elétrica, prioritariamente, para fins domésticos;
- (ii) Renda advinda da venda da mão-de-obra familiar;
- (iii) Imóveis com até 50 ha (como referência);
- (iv) Carga instalada até 5 kVA e consumo mensal até 100 kWh;
- (v) Representa 33% do mercado atual atendido;
- (vi) Mercado potencial a ser atendido estimado em 72%.

² CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais S.A.

O produtor rural típico apresenta as características abaixo:

- (i) Faz uso da energia elétrica como bem de consumo e como fator de produção em processos agropecuários;
- (ii) Área média da propriedade na faixa de 250 ha (como referência);
- (iii) Consumo médio mensal em torno de 300 kWh;
- (iv) Representa 67% do mercado atual atendido;
- (v) Mercado potencial a ser atendido: 28%.

Em Minas Gerais a média mensal de consumo de energia elétrica das propriedades rurais eletrificadas em tensão secundária (enquadram-se também os consumidores atendidos por transformadores monofásicos exclusivos) é de 289 kWh. Nas regiões caracterizadas por população de menor renda, Leste e Norte do Estado, o consumo é reduzido a 196 kWh e 224 kWh respectivamente [13].

Num trabalho estatístico realizado anteriormente pela CEMIG, cerca de 18% dos consumidores localizados em áreas rurais apresentam consumo inferior a 30 kWh. Elevando-se a faixa para um consumo menor que 100 kWh, agrupa-se aproximadamente 46% das propriedades rurais [15]. Entretanto, não existe expectativa de que o consumo individual das unidades a serem ligadas seja elevado, sabendo-se que mais de dois terços da população não conectada têm renda mensal inferior a dois salários mínimos. No Estado da Bahia, por exemplo, mais de seiscentos mil consumidores demandam menos de 30 kWh por mês, com um consumo médio mensal de aproximadamente 13 kWh [01,11].

Ainda nesta perspectiva, de acordo com os critérios de tarifas de energia elétrica imposto pela ANEEL, até o final da implantação do programa de universalização, haverá quatorze milhões de consumidores classificados como baixa renda por apresentarem consumo mensal inferior a 80 kWh [01]. Grande parte destes estão localizados em áreas rurais.

2.2.2 Transformadores para eletrificação rural

Nos antigos programas de eletrificação rural ou mesmo quando a eletrificação da propriedade era paga pelo consumidor, a aplicação de coeficientes de crescimento anual de carga e de demanda implicava em transformadores de potência bem maior que as necessidades da carga. Em geral, os critérios de fator de demanda e de carga aplicados eram similares aos de pontos de consumo da área urbana, o que resultava em elevados custos iniciais de atendimento [16,17].

Considerando a grande dispersão das propriedades e o baixo consumo de energia elétrica na zona rural, na prática, cada consumidor era atendido por este transformador dimensionado “em excesso”.

Por outro lado, as perdas elétricas dos transformadores rurais representam de 65% a 75% das perdas totais de tais sistemas, sendo que a maior parte é referente às perdas no núcleo dos transformadores, ou seja, independem da corrente de carga, sendo diretamente proporcionais à potência dos transformadores [18].

Face ao exposto, a necessidade de racionalizar a potência dos transformadores é de grande importância para se reduzir o custo global da eletrificação rural, uma vez que utilizar transformadores de pequena potência implica tanto na redução de custo de aquisição quanto na redução da parcela dos custos relacionados às perdas elétricas.

Empregar transformadores de pequena potência é uma alternativa viável baseada em duas características importantes dos transformadores [18]:

- (i) *Inércia térmica do transformador (Thermal Time Constant)*: o transformador de distribuição possui grande inércia térmica, que faz com que, para um aumento rápido de carga, a temperatura do óleo isolante cresça gradativamente seguindo uma curva exponencial, com uma constante de tempo da ordem de poucas horas;
 - (ii) *Envelhecimento do isolamento*: a característica de envelhecimento do
-

isolamento usado em transformadores de distribuição, faz com que temperaturas do ponto mais quente do enrolamento possam ser suportadas pelos mesmos, sem redução da expectativa da vida útil, quando a sobrecarga é seguida por longo período de operação em baixa carga.

Os transformadores de distribuição podem atingir um carregamento máximo de 150% da potência nominal por até 3 horas desde que este atenda cargas tipicamente rurais [19].

Outro ponto importante a destacar é o baixo fator de carga das áreas rurais brasileiras. A CEMIG indica que os transformadores de áreas rurais têm fator de carga médio 0,17 [19]. A Eletrobrás indica 0,20 como fator de carga típico de áreas rurais [20]. Estes dados incorporam as grandes propriedades rurais atendidas em sistemas trifásicos de distribuição que apresentam elevado consumo de energia com grande potência instalada.

O fator de carga (F_C) pode ser expresso como a razão entre a demanda média (D_{MED}) e máxima (D_{MAX}) em (kW) assim como pela razão entre energia consumida (E_{REG}) num intervalo de tempo (por exemplo, mês) e a energia disponibilizada ao consumidor (E_{DISP}) pelo uso da demanda máxima no mesmo período em (kWh).

$$F_C = \frac{D_{MÉD}}{D_{MÁX}} = \frac{E_{REG}}{E_{DISP}} \quad (2.1)$$

A “Rural Electrification Administration” (REA) recomenda as demandas transcritas para a Tabela 2.3 na determinação da demanda máxima em função do consumo mensal de energia [18].

Tabela 2.3 - Demandas máximas em função de Consumo [18]

Consumo Mensal Máx. (kWh)	Demanda Máxima (kW)	Potência recomendada Transformador (kVA)
200	4,61	5,0
300	5,55	
400	7,24	
500	8,18	
600	8,85	
800	9,50	7,5
1000	10,17	
1200	10,86	

Uma vez definida a demanda máxima, pode-se estimar o fator de carga médio com base no consumo mensal.

$$F_c = \frac{E_{REG}}{D_{MÁX} * 730} \quad (2.2)$$

A constante (730) indica o número médio de horas no intervalo um mês. A Tabela 2.4 apresenta o fator de carga e a demanda média para os consumos apresentados anteriormente.

Tabela 2.4 - Fator de carga e Demanda média (diferentes consumos de áreas rurais)

Consumo mensal máximo (kWh)	Demanda máxima (kW)	Fator de carga	Demanda média (kW)
200	4,61	0,059	0,27
300	5,55	0,074	0,41
400	7,24	0,076	0,55
500	8,18	0,084	0,68
600	8,85	0,093	0,82
800	9,50	0,115	1,10
1000	10,17	0,135	1,37
1200	10,86	0,151	1,64

Verifica-se que os fatores de carga da Tabela 2.4 na faixa de consumo representativa de pequenos e até médios produtores rurais é bastante inferior aos citados pelas referências [19] e [20]. Uma justificativa dessa discrepância é a inclusão das grandes propriedades naqueles estudos. Estas propriedades apresentam maior montante de consumo de energia mensal, elevando a média do fator de carga. Para consumos menores (50 e 100 kWh) pode-se empregar uma linha de tendência polinomial através da ferramenta Excel para estimar o fator de carga.

Uma análise das possibilidades de atendimento das propriedades rurais brasileiras indicou que, excluindo-se o grande produtor das estatísticas, 95% das unidades instaladas na zona rural podem ser atendidas através de um transformador de 5 kVA. Se for utilizado transformador de 3 kVA, até 90% destes domicílios poderiam ser atendidos com esta potência de transformador [09].

De fato, se a grande maioria dos domicílios sem acesso a energia elétrica tem renda familiar inferior a dois salários mínimos, não há previsão destes demandarem cotas significativas de energia. Assim, a grande maioria dos domicílios poderia ser atendida através de transformadores individuais de reduzida potência ou mesmo, se as condições permitirem, através de um transformador “compartilhado” com a extensão de uma rede secundária às residências próximas.

O uso de transformadores compartilhados vem sendo adotado em maior frequência principalmente após a criação do Programa Luz para Todos (onde não há participação econômica do consumidor), para reduzir os custos. A interligação destes consumidores ao transformador é feita através de redes de baixa tensão que podem se estender por mais de 300 metros. Faz-se um estudo de viabilidade entre o atendimento compartilhado e exclusivo.

De qualquer forma, várias são as alternativas para redução de custo nas redes rurais, não se limitando à racionalização da potência dos transformadores. No contexto atual, as concessionárias devem buscar o tipo de projeto de rede que

acarrete o menor custo e seja satisfatório para as reais necessidades de carga do consumidor rural, inclusive com revisão de padrões antigos de atendimento às áreas rurais. Além da racionalização dos transformadores, a técnica do sistema monofilar com retorno por terra (MRT) pode ser utilizada para reduzir os investimentos iniciais, uma vez que as características de cargas aqui apresentadas indicam os sistemas monofilares como suficientes para seu atendimento.

2.3 Configurações das redes de distribuição rurais em uso no Brasil

A introdução da eletrificação rural no Brasil foi baseada nos sistemas existentes em outros países em estágios mais avançados no setor, sobretudo de técnicas dos Estados Unidos e de alguns países da Europa.

A necessidade de se aplicar adequadamente os recursos públicos na construção e manutenção de redes elétricas conduziram os países a implantarem em áreas rurais o sistema de distribuição de energia monofásico. Dentre as razões que fundamentaram esta aplicação, pode-se citar que as cargas nas zonas rurais são geralmente tão pequenas que, admitidas exceções, não são necessários três condutores fase para transportar a demanda de energia, propiciando uma economia de custo com a aplicação de redes simplificadas (em relação a uma estrutura trifásica).

Uma das primeiras técnicas utilizadas para distribuição de energia configurava-se por circuitos sem neutro, trifásicos com derivações a duas fases, chamado de sistema fase-fase, para atendimento monofásico. As estruturas utilizadas eram idênticas às trifásicas utilizadas com exceção da ausência do condutor central. Este sistema foi muito utilizado na França.

Em 1935 surgiu nos Estados Unidos o protótipo do sistema monofásico com retorno pelo neutro, interligado ao potencial do solo através de aterramentos ao

longo da rede. Os circuitos trifásicos a quatro fios, com neutro multiterrados possuíam derivações monofásicas (fase-neutro). Em relação ao sistema fase-fase houve redução de custos de aproximadamente 20% [21]. Esta redução de custo pode ser atribuída à eliminação de cruzeta e ferragens associadas, à eliminação de um isolador de média tensão por poste, uso de unidades transformadores mais simples e de menor custo (somente uma bucha primária, um pára-raios e uma chave fusível de proteção) bem como a simplificação da construção. Outros tipos de sistemas para atendimento a áreas rurais surgiram, entre eles, o sistema monofilar com retorno por terra que é descrito no *Capítulo Três*.

A configuração de rede atualmente adotada é a radial simples para a rede primária de distribuição rural. Nesta configuração, procura-se projetar o eixo principal o mais próximo possível do centro de carga. As derivações monofásicas deste alimentador alcançam grandes extensões, que podem ter custos reduzidos, em função de uma construção simplificada e redução das atividades de manutenção e operação.

No Brasil, o sistema amplamente utilizado é o trifásico com neutro multiterrado com as derivações monofásicas fase-neutro. O sistema monofásico fase-neutro é amplamente difundido por todas as concessionárias de energia, entre elas, Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA, Companhia Energética de Brasília – CEB, Companhia de Força e Luz Cataguazes Leopoldina – CATAGUAZES, Companhia de Eletricidade de Pernambuco – CELPE, Centrais Elétricas do Pará – CELPA, CEMIG e COELBA.

Algumas concessionárias possuem alimentadores rurais com a configuração de sistema trifásico sem neutro (derivado a partir de secundário de transformadores de potência com enrolamentos estrela aterrado) com possibilidades de atender transformadores monofásicos por meio de sistemas fase-fase ou de sistemas monofilares com retorno por terra.

Concessionárias como a Companhia Paranaense de Eletricidade - COPEL, Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, Centrais Elétricas Mato-Grossenses - CEMAT, Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN, COELBA e CELPE ainda mantêm em operação redes com sistemas fase-fase.

O sistema monofilar com retorno por terra é utilizado por algumas concessionárias, dentre as quais pode-se citar a Centrais Elétricas do Maranhão - CEMAR, Light Serviços de Eletricidade - LIGHT, Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC, Elektro Eletricidade e Serviços - ELEKTRO, CELPE, COELBA, CEEE, COPEL, CEMAT embora sua aplicação seja reduzida se comparada com a extensão de redes monofásicas fase-neutro [21].

2.4 Furto do condutor neutro das redes aéreas rurais

Em um sistema de distribuição rural a quatro fios, de onde partem derivações monofásicas fase-neutro para atendimento aos transformadores monofásicos, a continuidade do condutor neutro é de grande importância para manter as condições de segurança e o bom funcionamento do sistema.

Em geral, para sistemas com filosofia de neutro multi-aterrado, os transformadores monofásicos são construídos com uma conexão entre o terminal neutro do enrolamento primário ao neutro do enrolamento secundário para assegurar a continuidade entre o condutor neutro dos circuitos de baixa e média tensão. Assim, todos os pontos de aterramento instalados desde a subestação supridora, ao longo do alimentador, derivações e rede secundária são interligados na busca de garantir a menor impedância equivalente para o condutor neutro.

Os aterramentos do neutro instalados ao longo da rede, em um sistema a quatro fios multi-aterrado, além de propiciarem adequado escoamento de surto, devem satisfazer aos seguintes requisitos [22]:

- (i) Garantir a efetividade do aterramento. A condição é satisfeita quando a
-

- resistência do aterramento equivalente é menor ou igual a $0,3 \Omega$;
- (ii) Manter o neutro em condições normais de operação, a um potencial inferior a 10 V em relação à terra. Essa condição assegura não ser alcançado limite de 10 mA de circulação de corrente pelo corpo humano quando de um eventual toque no condutor neutro;
 - (iii) Garantir a manutenção dos potenciais de passo dentro dos limites toleráveis em condições de defeito. Esta condição é restrita aos potenciais de passo, por não ser sempre viável a manutenção dos potenciais de toque e de transferência, em condições de defeito, dentro dos limites toleráveis, tendo em vista os tempos de operação dos dispositivos de proteção usuais.

De maneira geral, todas concessionárias de energia elétrica do país que utilizam o sistema rural a quatro fios, adotam o critério de aterrar o condutor neutro a cada 200 ou no máximo a cada 300 metros de rede aérea rural através de única haste. Por questões de ordem prática e econômica, o aterramento de equipamentos é executado com a instalação de apenas três hastes independente da resistividade do solo naquele ponto. As configurações normalmente não atendem às condições impostas acima para escoamentos de surtos de tensão, especialmente quando a resistividade do solo é elevada.

A justificativa de redução do número de aterramentos ao longo da rede e o uso de número mínimo de hastes se baseia na interligação dos vários aterramentos da rede através do condutor neutro e, também, na interligação do condutor neutro à malha da subestação. Com esta medida pode-se pressupor a redução da resistência equivalente a níveis toleráveis. De qualquer forma, nem sempre os requisitos de segurança elencados anteriormente são atendidos nas extremidades de sistemas com neutro multi-aterrado. Assim, nas extremidades do circuito pode ocorrer a elevação do potencial do condutor neutro da rede acima de limites estabelecidos, com risco de acidentes com pessoas e animais pela exposição a potenciais de passo, toque e transferência na região do transformador. Um exemplo desta condição

insegura citada é apresentado no *Anexo V*.

Entretanto, a partir da década de 90, começou a ocorrer, com frequência cada vez maior, o furto de condutores da rede de distribuição, em especial, o condutor neutro. No princípio, acreditava-se que o furto de condutores era consequência da política social do país, que motivava as pessoas sem condições de sustento a furtar o condutor da rede elétrica e vender em comércios de sucata para obter recursos financeiros. Atualmente, acredita-se que esta condição não é mais a principal causa do furto. Pelas características dos furtos praticados, os indivíduos que estão executando o sinistro, detêm conhecimento da rede elétrica, pois chegam a efetuar até o desligamento da rede e a transportar o material em caminhões.

Um das consequências diretas do furto do condutor neutro é a perda da interligação de um trecho de rede com outros aterramentos e com o aterramento da subestação, o que pode resultar a elevação do potencial do neutro a valores perigosos em situações normais de operação. Em redes monofásicas derivadas de pontos próximos onde ocorre o furto do condutor neutro, a situação torna-se crítica, já que o aterramento de um transformador de distribuição passa a ser o ponto principal de escoamento da corrente de carga em regime permanente. Nestas condições, este trecho de rede passa a operar como um sistema MRT de modo accidental uma vez que as condições de segurança não estão sendo atendidas.

Para fins de ilustração desta situação, admite-se que determinada unidade transformadora rural de 5 kVA, tensão de fornecimento 7,97 kV fase-neutro, operando com 50% da carga, sem condutor neutro (por eventual furto), faz com seja injetado no solo, através do aterramento, uma corrente primária da ordem de 0,31 A, conforme apresentado na Figura 2.3. Admite-se também que o aterramento deste transformador foi construído com a técnica usual (3 hastes tipo cantoneira zincada 25x25x5x2400 mm, alinhadas e espaçadas 2,4 m), num solo com resistividade equivalente de 2.000 Ω .m, obtendo-se uma resistência de aterramento equivalente de 320 Ω . Daí resulta uma elevação de potencial no aterramento da ordem de 100 V.

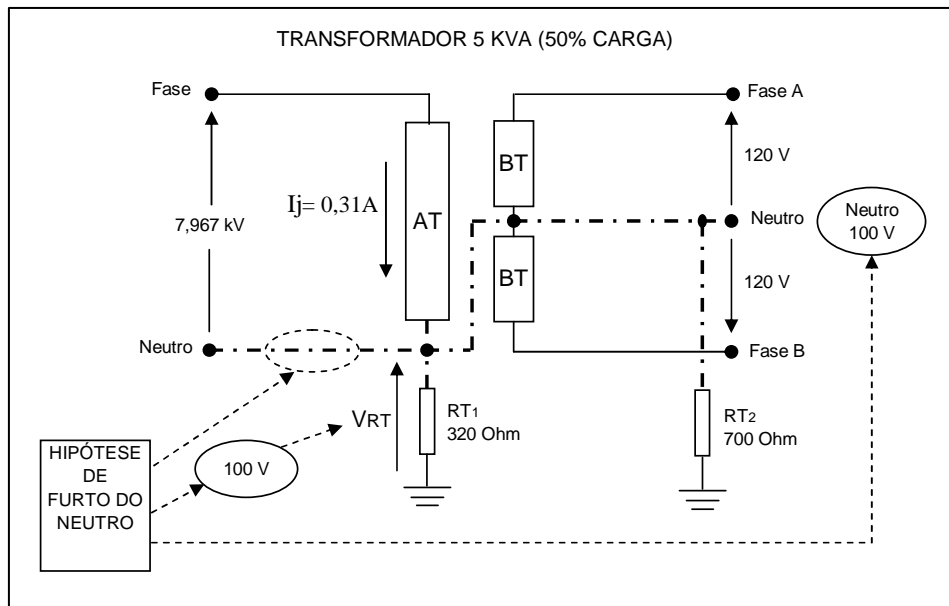


Figura 2.3 - Circuito de um transformador monofásico em sistema com neutro multi-aterrado na hipótese de desconexão do condutor neutro da rede por furto

Como o sistema de distribuição foi projetado para operar com neutro multi-aterrado, o terminal neutro do enrolamento primário está conectado ao terminal neutro do secundário. Assim, este potencial gerado no aterramento é transferido para a rede de baixa tensão e, conseqüentemente, para as redes internas das unidades consumidoras.

O funcionamento dos equipamentos pode permanecer inalterado já que a diferença de potencial fase-neutro determinada pelo transformador que alimenta a carga é pouco afetada e o nível de isolamento dos equipamentos tem a ordem de 1 kV. Entretanto, a segurança da instalação foi comprometida, já que passa a existir um potencial de toque elevado na base do poste do transformador, assim como um potencial de transferência para o condutor neutro de baixa tensão e para as instalações internas da unidade consumidora.

Procurando minimizar esta situação, as diversas concessionárias têm buscado alternativas para a correção deste problema. Sem dúvida, a alternativa mais utilizada é o uso de condutores de aço zincado, em substituição ao condutor de alumínio com alma de aço. Em princípio, o cabo de aço não possui nenhum atrativo econômico que estimule o furto. Em função de suas características elétricas, o uso

destes cabos está limitado a trechos de médio comprimento e pequena carga. Para trechos de rede de maior carga, mesmo em ramais pesados ou alimentadores trifásicos, sua utilização deve ser estudada já que sua aplicação poderá inviabilizar a manutenção de potenciais de toque do condutor neutro dentro de limites permitidos.

Neste contexto, o sistema monofilar com retorno por terra também se apresenta como uma alternativa, já que não utiliza um condutor de retorno de corrente. O solo executa o papel de retorno desta corrente da carga primária (transformador) até a subestação.

Em pontos estratégicos, o uso de MRT em derivações monofásicas poderia reduzir a corrente de carga pelo condutor neutro do alimentador, minimizando a elevação de potencial neste condutor, já que, possivelmente deve estar ali instalado um condutor de aço zincado para inibir o furto e manter a operacionalização da rede de distribuição. Algumas adaptações nos equipamentos, desequilíbrios máximos entre fases, revisão dos ajustes do sistema de proteção, entre outros itens, são necessários para aplicação de uma rede híbrida.

2.5 O sistema monofilar com retorno por terra (MRT) como alternativa econômica

Baseado nos dados dos itens anteriores assim como nas peculiaridades das cargas a serem atendidas, devem-se estudar soluções alternativas capazes de reduzir os custos de implantação, com a finalidade de permitir o atendimento de áreas deficitárias e possibilitar um maior número de ligações para um volume limitado de recursos disponibilizados.

Entre as tecnologias alternativas para atendimentos a pequenas cargas, que buscam conseguir baixo custo por ligação, apresenta-se o sistema monofilar com retorno por terra (MRT). De modo geral, a redução de custos se dá através da

economia de condutores e uso de estruturas simplificadas.

Entretanto, de um modo geral, a complexidade do tema (associada à utilização do solo como retorno da corrente até a fonte) afastou a maioria das concessionárias de energia brasileiras do emprego dessa técnica em seus programas de eletrificação rural. A principal alegação por não usar este sistema se baseia nos aspectos de falta de segurança do sistema de aterramento, além da expectativa de elevados custos para confecção dos aterramentos da rede dotados dos requisitos técnicos indispensáveis.

Estes aspectos, dentre outros, são abordados neste estudo onde se busca identificar as reais potencialidades de aplicação dos sistemas monofilares com retorno por terra nas condições brasileiras.

3 Sistemas monofilares com retorno por terra MRT

Neste capítulo são apresentados os aspectos fundamentais dos sistemas monofilares com retorno por terra (MRT).

Nos diversos aspectos considerados ao longo do texto, faz-se necessária a comparação do sistema MRT com sistema monofásico fase-neutro multi-aterrado. Isto tornou indispensável a simplificação da extensa designação do segundo termo. Portanto, utilizou-se a expressão MRN para designar o sistema monofásico fase-neutro multi-aterrado uma vez que a maior parcela da corrente de carga utiliza o condutor neutro como retorno até a fonte. Esta abreviatura foi utilizada também na referência [23].

Numa abordagem objetiva são destacados os conceitos de maior relevância relativos à concepção do sistema MRT, bem como a apresentação do histórico de aplicação e considerações quanto à adequação ou mesmo as restrições de uso deste tipo de sistema.

3.1 *Histórico*

Há mais de sessenta anos, o sistema MRT é utilizado no processo de eletrificação do meio rural de diversos países. Em 1941, Mandeno empregou esta técnica na expansão da rede elétrica em áreas rurais da Ilha do Norte (Nova Zelândia), com o objetivo de reduzir os custos. As primeiras experiências absorvidas por Mandeno foram publicadas no artigo “Rural Power Supply - Especially in Back Country Areas” do New Zealand Institution of Engineers, em 1947. Rapidamente, este sistema começou a ser utilizado por outros países, como Austrália e Canadá.

A partir de 1950 a Austrália começou a expandir o sistema de distribuição nas zonas rurais em circuitos monofásicos a dois fios (fase-fase). Entretanto, os departamentos responsáveis pela expansão da malha se depararam com dificuldades cada vez maiores para estender a rede às áreas cada vez menos povoadas. A alternativa encontrada foi empregar a técnica do sistema MRT [21].

Outros países também implantaram redes MRT, dentre os quais pode-se citar Estados Unidos, Rússia, Romênia, Índia e África do Sul.

A experiência australiana na implantação de programas de eletrificação simplificada foi aparentemente muito positiva, constituindo-se em referência para os demais países. Outro dado importante é que as cargas e as distâncias entre consumidores das regiões australianas, onde se implantou o MRT, são muito semelhantes aos previstos em projetos de eletrificação rural no Brasil. Isto motivou o intercâmbio de especialistas do Brasil com a Austrália. Recorreu-se às experiências daquele país para a transferência da técnica MRT para o Brasil.

Entretanto, não se pode “importar” e “implantar” uma técnica dessa natureza, sem antes ajustá-la às peculiaridades das condições ambientais, às características do sistema elétrico e da sociedade brasileira.

3.2 A experiência brasileira com sistemas MRT

No Brasil, uma das pioneiras na implantação do sistema MRT foi a COPEL que começou a empregá-lo a partir de 1967 nos programas de eletrificação rural da sua área de concessão. Destaca-se também a CELESC que já utiliza este sistema desde 1974. Entretanto, somente foi observado maior difusão do seu uso a partir de 1980 pela criação de um grupo de trabalho pela Eletrobrás com o objetivo de estudar e divulgar os aspectos e as diretrizes básicas para sua utilização a nível nacional.

Mas de certo modo, por excesso de precaução, o Brasil adotou o mesmo critério de limitar o valor eficaz da corrente de retorno pelo solo aplicado na Austrália [09]. Entretanto, naquele país, os fatores fundamentais para tal controle não foram o limite térmico de dissipação de corrente no aterramento ou de queda de tensão na carga. A limitação da corrente num valor baixo foi devida às interferências da circulação de corrente pelo solo com o sistema de telefonia rural local, que também utilizava o solo como retorno do sinal de comunicação. O processo, no qual a componente fundamental de corrente de retorno pelo solo em frequência industrial associada às componentes harmônicas ímpares causa interferência nesse sistema de telefonia, é descrito na referência [24].

A carência de informações nessa área foi um dos pontos que desmotivaram as concessionárias brasileiras a expandirem a malha rural com MRT. Acreditou-se que o principal problema associado a esses sistemas era a necessidade de conseguir aterramentos de baixa resistência ôhmica. A dificuldade de obtenção de reduzidas resistências de aterramento pode determinar sua inviabilidade econômica [25,26].

Citado anteriormente, algumas concessionárias de energia elétrica utilizam o sistema MRT, dentre as quais, pode-se citar a CEMAR, CELPE, COELBA, LIGHT, CELESC, CEEE, COPEL e ELEKTRO.

Não existem publicações atuais que relatam o número de unidades atendidas através do sistema MRT no Brasil. Dados de 1986 indicavam que aproximadamente quarenta e um mil quilômetros de rede de distribuição rural operavam no sistema MRT atendendo a 125.000 consumidores [21].

Notadamente, a expansão do sistema MRT se deu na década de 80. Os problemas enfrentados por algumas concessionárias após a implantação acabaram por inibir a expansão do sistema de distribuição rural com MRT. Exceções à parte, a COPEL foi uma das poucas concessionárias que acreditaram nas potencialidades do MRT, aprofundando os estudos para implantação deste sistema, tendo atualmente uma das maiores malhas de distribuição MRT do país.

Os problemas enfrentados pelas concessionárias foram gerados, basicamente, pela falta de estudos particulares para implantação deste sistema. Em princípio foram adotados os mesmos critérios aplicados para as redes convencionais de atendimento às áreas rurais. Dentre os principais problemas enfrentados pelas concessionárias podem ser destacados:

- (i) *Equilíbrio de carga MRT no alimentador:* após a entrada em operação começam a ocorrer indesejáveis desligamentos de alimentadores por atuação indevida dos relés de proteção contra faltas de alta impedância. A causa apontada foi a falta de critério de equilíbrio de carga quando da ligação das derivações MRT ao sistema de distribuição. Como a corrente de carga retorna até a subestação de origem, os desequilíbrios podem sensibilizar os relés citados, indicando possibilidade de faltas de alta impedância no alimentador;
- (ii) *Queda de tensão elevada em ramais MRT:* algumas concessionárias de energia utilizam a técnica de regulação de tensão com delta aberto (apenas dois equipamentos reguladores monofásicos) que regulam duas fases, sendo a terceira fase regulada quando do fechamento do delta no enrolamento primário do transformador. Se cargas monofásicas fossem conectadas na fase não regulada diretamente por

um equipamento, todos os clientes atendidos naquela derivação estariam submetidos a subtensões sistêmicas;

- (iii) *Inviabilidade econômica*: várias concessionárias relatam que não obtiveram a redução de custos com a implantação de MRT na amplitude esperada. Uma das principais economias proporcionadas pelo MRT decorre de se usar vãos maiores entre estruturas e empregar materiais alternativos. Entretanto, pesquisas realizadas posteriormente indicam que a maior parcela dos projetos de eletrificação MRT foram executados em padrões dos sistemas convencionais para permitir posterior reversão. Com isto, as alternativas de redução de custos foram descartadas. Com um maior custo individual por aterramento, houve casos em que o custo final do MRT tornou-se maior que o custo da rede convencional.

Esses problemas técnicos de operação e a expectativa “frustrada” de redução de custos geraram uma política de aversão a projetos de redes rurais com sistemas MRT por grande parte das concessionárias do país.

3.3 Conceitos e variações dos sistemas MRT

O sistema monofilar com retorno por terra, como já apresentado, tem como característica principal o fato de utilizar somente um condutor para transmissão de potência à carga e o retorno da corrente de carga se fazer pelo solo até a subestação.

Nos diversos países onde foi implantado o MRT, o princípio de usar o solo como condutor de retorno de corrente em redes de distribuição foi aplicado em três tipos básicos de sistemas, a saber:

- (i) Sistema MRT convencional derivado diretamente de uma rede trifásica, com ou sem neutro multi-aterrado ao longo da rede. As derivações MRT a condutor fase único alimentam diversos transformadores das unidades consumidoras. Entretanto é necessário que o neutro seja

- solidamente aterrado na subestação de origem para permitir o retorno da corrente de carga pelo solo;
- (ii) Sistema isolado por um transformador de distribuição especial denominado “transformador de isolamento”. Neste sistema o transformador de isolamento tem o enrolamento primário conectado entre fases e um dos terminais do secundário conectado a um aterramento cuja função é promover o confinamento da corrente de carga numa área reduzida. Um condutor é utilizado para transmissão até os transformadores das unidades consumidoras;
 - (iii) Sistema duplex que usa um transformador de isolamento com o secundário aterrado no tape central e supre uma linha principal a dois fios, à qual são ligados os ramais monofilares. Este sistema é utilizado quando há crescimento de carga de determinada região já atendida pelos sistemas anteriores em que se deseja manter o padrão de rede existente (atendimento com o sistema MRT).

Das configurações básicas, alguns países apresentaram adaptações para as condições operacionais das redes locais ou mesmo para promover uma redução de custos de construção.

No Brasil, o sistema MRT pode apresentar diversas versões dependendo de alguns fatores, dentre os quais, a natureza do sistema elétrico existente, o tipo de proteção a ser empregada, a característica da carga a ser ligada e a resistividade do solo onde será implantado. As configurações de maior emprego são comentadas a seguir.

3.3.1 Sistema Monofilar Convencional

Esta configuração constitui-se de um único condutor metálico ligado diretamente a uma das fases de uma linha trifásica, tendo o solo como o caminho de retorno da corrente. A Figura 3.1 representa um esquema simples do MRT convencional.

Os transformadores de distribuição alimentados têm seus enrolamentos primários ligados entre o condutor fase e solo. Este sistema só pode ser derivado de alimentadores trifásicos cuja saída da subestação de origem derive de um transformador com enrolamentos ligados em estrela-aterrado para garantir o fechamento do circuito de carga.

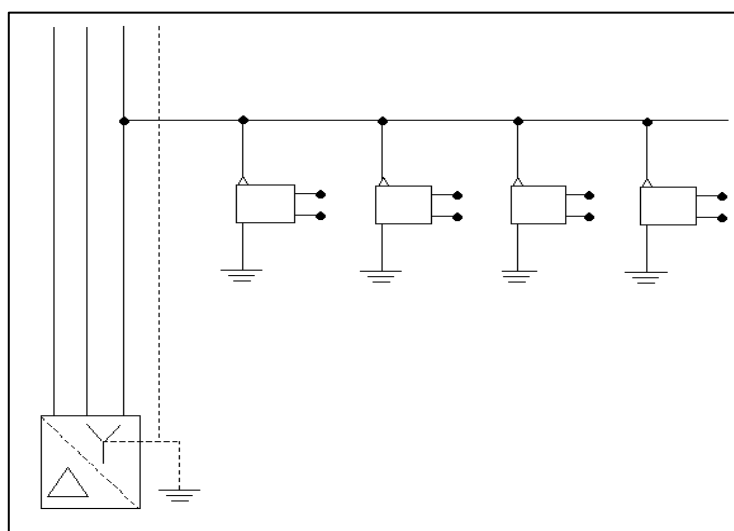


Figura 3.1 – Sistema Monofilar Convencional

Experimentos realizados em estações construídas para este fim demonstram que a corrente de carga injetada no solo pelo aterramento local retorna integralmente até o aterramento da subestação de origem [27]. Apresenta-se como uma simplificação do sistema monofásico MRN com a eliminação do condutor neutro e, conseqüentemente, dos aterramentos ao longo da linha. É comprovadamente a versão mais prática e econômica do MRT, sendo, portanto, a mais recomendada [21].

No seu emprego deve-se procurar manter um adequado balanceamento de fases, com o objetivo de concentrar as correntes de retorno nas áreas servidas pelo sistema, reduzindo-se desta forma os riscos de atuação indevida dos dispositivos de proteção da subestação contra falta fase-terra, principalmente os relés de proteção contra faltas de alta impedância.

3.3.2 Sistema Monofilar com Transformador de Isolamento

Como descrito anteriormente, esta configuração consiste em intercalar um transformador de isolamento entre os ramais MRT e o alimentador trifásico com o objetivo de confinar a corrente de retorno dentro dos limites do ramal MRT.

O transformador de isolamento tem seu enrolamento primário ligado a duas fases do sistema trifásico. Do enrolamento secundário deriva-se um condutor metálico que transporta energia até aos transformadores de distribuição tendo o solo como caminho de retorno da corrente até o secundário do transformador de isolamento, como mostrado na Figura 3.2.

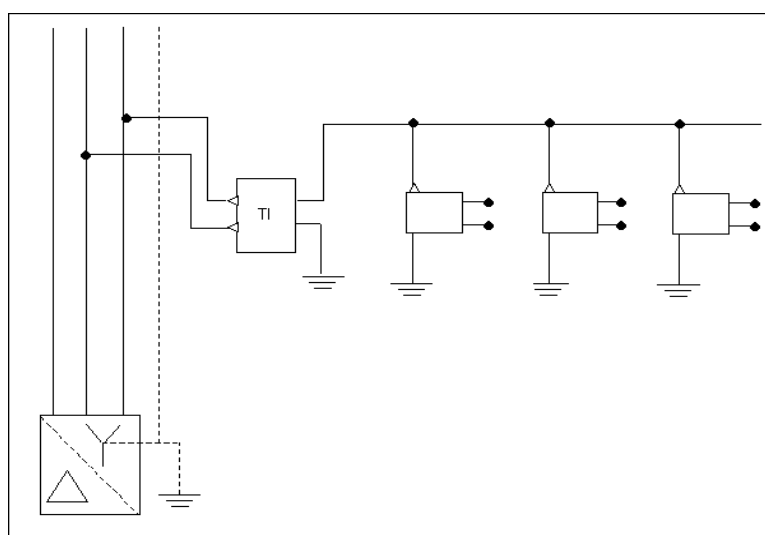


Figura 3.2 – Sistema Monofilar com Transformador de Isolamento

O transformador de isolamento deve possuir tensão nominal primária igual a do sistema trifásico (ou bifásico) de onde derivar o ramal MRT e tensão secundária igual a esta mesma tensão dividida por raiz de três. Assim como no caso anterior, os transformadores de distribuição ao longo do ramal MRT têm seus enrolamentos primários conectados entre fase e o aterramento específico.

O uso do transformador de isolamento se justifica por propiciar o alinhamento às diversas condições elencadas a seguir:

- (i) Permite adequar a tensão do sistema MRT às tensões nominais padronizadas;
- (ii) Possibilita a elevação da tensão para permitir o atendimento a uma área mais ampla em condições econômicas praticamente iguais;
- (iii) A sua aplicação determina a limitação da zona de circulação das correntes de retorno por terra, evitando a atuação indevida de dispositivo de proteção sensível à falta fase-terra de alta impedância.

Entretanto, algumas desvantagens do uso de um transformador de isolamento podem ser relacionadas:

- (i) A potência do ramal MRT é limitada à potência nominal do transformador de isolamento, que pode ou não ser acrescido de um coeficiente de sobrecarga a critério da concessionária local;
- (ii) Há uma necessidade de se reforçar o aterramento do transformador de isolamento. Qualquer evento que o torne inoperante cessa o fornecimento de energia para todos os transformadores a ele conectados;
- (iii) Economicamente haverá o custo adicional do transformador de isolamento;
- (iv) O nível de correntes de curto-circuito disponíveis nas linhas MRT é limitado com a inserção da impedância do transformador de isolamento.

3.3.3 Sistema MRT com neutro parcial

Esta configuração consiste na interligação dos aterramentos dos transformadores do ramal MRT através de um condutor aéreo adicional. Apesar da semelhança com o sistema monofásico fase-neutro multi-aterrado (MRN), difere deste por não ter este segundo condutor conectado à subestação de origem. Um diagrama simples é mostrado na Figura 3.3.

É empregado como solução para a utilização do MRT em regiões de solos de

alta resistividade, quando se torna difícil obter valores de resistência de terra dos transformadores dentro dos limites máximos estabelecidos em projeto [21,28].

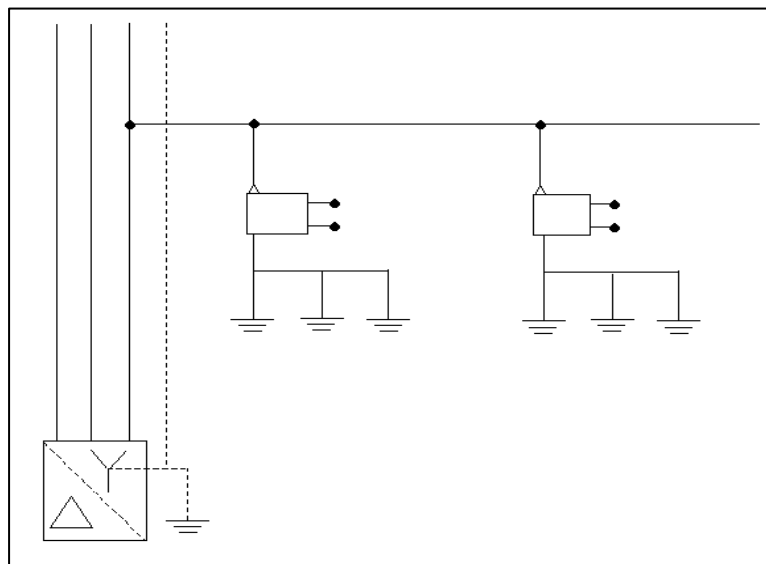


Figura 3.3 – Sistema Monofilar – Neutro Parcial

Nesse sistema, a interligação dos aterramentos dos transformadores forma uma única malha de terra, reforçada pelos aterramentos que podem ser acrescentados ao longo do ramal, contribuindo dessa forma, para reduzir o valor da resistência equivalente em cada ponto do sistema.

3.3.4 Diversificação dos sistemas MRT implantados no Brasil

Dados de 1986 indicavam que aproximadamente 99% dos sistemas MRT no Brasil utilizavam o sistema monofilar sem o transformador de isolamento e que 45% destes utilizam a versão com neutro parcial [21]. Isto se justifica em função da resistividade tipicamente elevada do solo brasileiro.

Nesta citação, todo sistema de distribuição implantado com MRT na área de concessão da COPEL foi construído na versão convencional (sem transformador de isolamento) com mais de 53.000 consumidores ligados numa extensão de 20.000 quilômetros de redes MRT.

Já o sistema MRT com neutro parcial foi praticamente aplicado dentro da área de concessão da CELESC, com mais de 50.000 ligações numa extensão de 12.500 quilômetros de rede instalada.

Não se dispõe de dados atualizados da estratificação destes sistemas no Brasil. As justificativas deste contexto foram apresentadas no item 3.2 deste trabalho.

3.4 Fatores condicionantes dos sistemas MRT

De aplicação exclusiva em áreas rurais, o sistema MRT possui alguns fatores condicionantes que influenciam diretamente na operacionalidade das redes.

Embora alguns destes condicionantes sejam de caráter exclusivo do MRT, a maioria destes pode ser atribuído a qualquer sistema monofásico, em menor ou maior relevância. Os principais condicionantes são relatados nos itens a seguir:

- (i) ***Regulação de tensão do sistema:*** num sistema de distribuição rural, a regulação de tensão é o fator determinante para avaliar sua capacidade de carga. Este condicionante, de grande relevância, é comum a qualquer sistema monofásico em operação;
 - (ii) ***Correntes reduzidas de curto-circuito:*** sistemas de distribuição rurais radiais podem alcançar dezenas e às vezes centenas de quilômetros. Os trechos finais de alimentadores podem ter corrente de curto-circuito razoavelmente próximos aos valores de correntes de carga, o que torna a proteção inoperante nesta faixa de corrente. Esta situação influencia diretamente na eficácia do sistema de proteção baseado em sobrecorrente, como é o da maioria das concessionárias brasileiras. Mais uma vez, este fator não é condicionante exclusivo do sistema MRT;
 - (iii) ***Detecção de falta fase-terra de alta impedância:*** um dos grandes problemas de operação das redes de distribuição é construir
-

mecanismos pelos quais estes eventos sejam detectados num menor tempo possível já que existe a possibilidade de um condutor energizado estar em contato com o solo oferecendo riscos de acidentes a terceiros. As faltas de alta impedância são inerentes a qualquer sistema, não sendo exclusividade do sistema MRT (por não utilizar um condutor neutro multi-aterrado);

- (iv) ***Aterramento***: deve seguir critérios adequados para a segurança da instalação e para a continuidade operativa do sistema;
- (v) ***Potenciais de passo e de toque***: de fundamental importância para a segurança do sistema, os gradientes de potencial verificados na superfície do solo onde se encontra o aterramento, bem como nas adjacências, devem ser mantidos em patamares adequados na condição de exposição de pessoas e animais;
- (vi) ***Resistência de aterramento***: o valor da resistência de aterramento é importante para a regulação da tensão na carga. A variação sazonal da resistência de aterramento deve ser a menor quanto possível para evitar que elevações de potencial no aterramento gerem potenciais de passo e de toque acima dos limites permissíveis.

No *Capítulo Quatro* é apresentado um detalhamento dos principais fatores condicionantes do sistema MRT.

3.5 Vantagens e desvantagens do emprego do sistema MRT

Em bibliografias pesquisadas [09,29,30] observou-se comparativos, sobretudo de redução de custos, no emprego de sistemas MRT em relação a sistemas trifásicos. As aplicações de sistemas MRT são muito diferentes daqueles que prescrevem as normas das concessionárias para aplicação de sistemas trifásicos.

No *Capítulo Dois*, procurou-se evidenciar as principais características do ponto de vista energético das áreas rurais brasileiras:

- (i) Grande maioria das unidades consumidoras a serem eletrificadas é de baixa renda com expectativa de um consumo mensal menor ou igual a 80 kWh;
- (ii) Cerca de 95% das pequenas e médias propriedades já eletrificadas poderiam ser atendidas com transformadores de pequena potência (até 5,0 kVA);
- (iii) As distâncias médias entre os consumidores a eletrificar não ultrapassam, na sua maioria, quatrocentos metros e que a distância da grande maioria destes consumidores em relação à rede existente é inferior a cinco quilômetros.

Atualmente, sistemas trifásicos são empregados para atender grandes blocos de carga. Por outro lado, sistemas monofásicos são suficientes para eletrificar pequenas propriedades rurais. Portanto, não há sentido numa comparação econômica entre estes sistemas. Uma hipótese deste comparativo encontrado nas bibliografias pesquisadas pode estar vinculada às normas de algumas concessionárias que não contemplavam o uso do sistema monofásico rural, ou seja, todo atendimento de propriedade rural era efetuado via sistema trifásico, o que onerava os custos de implantação e, na grande maioria dos casos, implicava em ociosidade dos equipamentos como é o caso de transformadores operando a vazio nas redes rurais.

A característica principal do sistema monofilar com retorno por terra é sua aplicação em áreas rurais com baixa densidade de carga de modo que pode ser utilizado como uma alternativa econômica ao emprego do sistema monofásico fase-fase ou fase-neutro, já que ambos sistemas possuem objetivos similares de uso pelas concessionárias. Busca-se então apresentar as vantagens do emprego deste sistema em relação aos sistemas convencionais citados (fase-fase ou fase-neutro).

3.5.1 Vantagens do emprego do sistema MRT

O sistema MRT apresenta, num comparativo com os demais sistemas monofásicos em uso, as seguintes vantagens:

- (i) A instalação de um único condutor nas estruturas simplifica a construção, permitindo maior rapidez na execução da obra. Esta agilidade teórica é obtida quando se verifica que não haverá necessidade de igualar flechas entre condutores como ocorrem nos demais sistemas monofásicos;
 - (ii) Com a eliminação da necessidade de se observar distâncias mínimas entre condutores no meio do vão, e mantendo-se distâncias cabo-solo dentro dos padrões definidos por normas, podem-se utilizar vãos maiores entre estruturas já que as flechas do condutor fase serão maiores que os padrões dos sistemas convencionais. Tal prática possibilita menor quantidade de estruturas por quilômetro de rede gerando redução de custos de construção da rede elétrica;
 - (iii) A instalação de um único condutor reduz o número de ferragens a serem instaladas na estrutura, propiciando uma redução nos custos de manutenção da rede instalada;
 - (iv) Eliminação dos sistemas de aterramento ao longo da rede de distribuição, o que pode compensar a necessidade de um sistema de aterramento mais robusto nas unidades transformadoras. Nas redes convencionais com neutro multi-aterrado, o condutor neutro é aterrado por meio de uma única haste em distâncias que variam de 200 a 300 metros dependendo das normas de cada concessionária;
 - (v) Atualmente vários equipamentos de alta tecnologia para a medição de carga estão disponíveis, embora com alto custo. Em sistemas MRT, o provável crescimento de carga de um determinado ramal MRT poderá ser facilmente conseguido, conectando-se os instrumentos de baixa tensão ao condutor de descida para o aterramento do transformador de isolamento ou dos transformadores de distribuição;
-

3.5.2 Desvantagens do emprego do sistema MRT

Entretanto, como em qualquer outra aplicação, este sistema também apresenta algumas desvantagens. Antes da implantação, estes fatores devem ser observados para garantir sua aplicabilidade:

- (i) O sistema de aterramento é um elemento ativo do circuito. Toda corrente é injetada no solo. Assim, é necessário um cuidado maior na sua confecção e na medição das resistências de aterramento para impedir acidentes causados por gradientes de potencial na superfície do solo. Além do requisito segurança, a perda da conexão com o sistema de aterramento significa a inoperância do sistema (desligamento) ao contrário do sistema monofásico com neutro multi-aterrado onde a perda de um ponto de aterramento não implica teoricamente na perda da funcionalidade do sistema;
- (ii) Se for utilizado um transformador de isolamento, conseqüentemente haverá um custo adicional além das demais desvantagens citadas anteriormente;
- (iii) As derivações MRT originadas de sistemas trifásicos, prática usual no Brasil, devem atender os critérios de equilíbrio de carga, pois a carga máxima que pode ser suprida por determinado alimentador dependerá da capacidade deste em atender cargas monofásicas desequilibradas. O equilíbrio de carga não é um critério adotado somente para sistemas MRT, sendo previsto para os demais sistemas, embora o uso do condutor neutro dissemine pela rede as correntes de retorno das cargas.

3.5.3 Emprego econômico do sistema MRT

De modo geral, além das vantagens observadas a partir da utilização de um só condutor para conexão fonte e carga, que a princípio reduz o número de estruturas por quilômetro de rede, outros fatores podem contribuir para a redução de custos de construção de sistemas MRT [09]:

- (i) Utilização de postes de madeira tratada. Em redes aéreas rurais, são padronizados os postes de madeira tratada (geralmente eucalipto) ou os postes de concreto tipo duplo T;
- (ii) Uso de transformadores de pequeno porte em função da demanda reduzida, buscando racionalizar o atendimento à carga.

No *Capítulo Seis* deste trabalho são apresentados estudos comparativos de atendimento com rede convencional e rede MRT.

Relativo a aplicação de transformadores de pequeno porte como os de 3 e 5 kVA de potência, descreveu-se no item 2.2.2 que a racionalização dos custos dos transformadores é exequível. O dimensionamento dos transformadores de consumidores rurais empregado pelas concessionárias leva em consideração o atendimento a pequenos intervalos diários de demanda máxima, como exemplo, o funcionamento de um motor de uma picadeira. Outro fator que onera o custo é o emprego de taxas de crescimento natural da carga que na maioria das vezes não se concretiza. Além destes fatores, até o próprio motor instalado para executar determinada atividade também é sobredimensionado por desconhecimento do proprietário. Assim tem-se como resultado que grande parte dos transformadores instalados em áreas rurais operam com reduzida carga ficando praticamente à vazio. Como conseqüência, a necessidade de se manter estes transformadores em operação, obriga à circulação das correntes a vazio destes equipamentos pelas redes de distribuição, ocasionando acréscimo das perdas elétricas no sistema.

Alguns trabalhos já foram publicados alertando as concessionárias quanto às perdas elétricas geradas pelo baixo fator de carga dos transformadores de áreas rurais embora pouca coisa tem sido feita para corrigir esta situação. No geral, ocorre do custo não justificar a correção, preferindo-se manter a situação atual.

Minimizar esta situação é utilizar pequenos transformadores nas ampliações do sistema, já que a circunstância de operação de um transformador num pequeno

intervalo de tempo em regime de sobrecarga é aceitável dentro de limites definidos por normas técnicas, como a IEEE C 57.91-1995. Esta margem de operação já é utilizada pelas concessionárias em transformadores instalados em áreas urbanas. Torna-se necessário tão somente adequar a potência do transformador às necessidades reais das unidades consumidoras das áreas rurais.

Além do emprego de materiais alternativos e racionalização de transformadores, nas áreas em que se decide pela aplicação do MRT, usualmente justifica-se explorar algumas práticas complementares destinadas a assegurar custos ainda mais reduzidos.

Uma destas práticas complementares é a aplicação de condutores de aço zincado em substituição ao condutor de alumínio. Ocorreram estudos preliminares e aplicação prática por algumas concessionárias de cabos de aço zincado como condutor elétrico para transmissão entre fonte e carga de sistemas MRT. O uso do aço zincado é justificado pela expectativa de demanda reduzida das unidades consumidoras.

Com o emprego do condutor de aço zincado podem-se obter as seguintes vantagens:

- (i) Este condutor, por ser mais resistente, pode sofrer maior tração. Os vãos médios podem ser de até 300 metros, se o terreno for plano. Em relevos acidentados, pode-se chegar a vãos de 1200 metros;
- (ii) Utilizando o condutor de aço zincado CAZ 3,09mm, por exemplo, poderá alcançar uma economia de 48,4% em relação a um sistema construído com condutor CAA - 4 AWG [29].

Entretanto, sua aplicação é restrita, devendo ser observado as condições de regulação do sistema em função da carga a ser atendida. Quando aplicado o condutor de aço zincado deve-se levar em consideração sua reduzida capacidade de condução de energia, onde maiores perdas elétricas e maior queda de tensão por quilômetro de rede na comparação com o condutor CAA 4 AWG são observadas.

Esta restrição é causada pela elevada resistividade do condutor de aço zincado, cerca de sete vezes a do condutor de alumínio com alma de aço tipo CAA. A resistividade do condutor de alumínio com alma de aço é $0,028 \Omega \cdot \text{mm}^2$ enquanto a do aço zincado é $0,19157 \Omega \cdot \text{mm}^2$.

4 Fatores condicionantes de sistemas MRT

Neste capítulo são apresentados os principais fatores condicionantes do sistema monofilar com retorno por terra (MRT), os quais não são intrínsecos a este sistema. Ademais, outros pontos de interesse do sistema são discutidos de forma a apresentar alternativas de construção visando, sobretudo, a redução de custos com a eletrificação rural.

Os fatores que condicionam a aplicação de sistemas MRT podem ser divididos em dois grupos, um deles relativo ao desempenho operacional do sistema e outro relativo à satisfatória segurança para pessoas e animais nas proximidades do aterramento de um transformador MRT.

O desempenho deste sistema depende da regulação de tensão e da integridade do aterramento, já que na falta do ponto de injeção de corrente no solo, não há fechamento do circuito elétrico entre fonte e carga, tornando o sistema inoperante. No critério de segurança do sistema, o controle de potenciais gerados na superfície próxima ao aterramento é o principal foco de atenção.

A diferença entre o sistema MRT e os demais sistemas monofásicos existentes é o fato de utilizar o solo como retorno total da corrente de carga até a fonte,

utilizando o aterramento para a injeção da corrente no solo, motivo pelo qual um detalhamento do tema aterramento é apresentado no *Capítulo Cinco*.

Outros pontos que requerem atenção do MRT, tanto do ponto de vista de segurança como de desempenho, são as proteções contra sobrecorrentes e contra sobretensões.

4.1 Regulação de tensão

O objetivo principal deste item é identificar e caracterizar os principais parâmetros que influenciam a regulação de tensão em sistemas MRT.

4.1.1 Considerações Iniciais

A boa regulação das redes de distribuição tem papel importante na economia de uma concessionária. Estudos estatísticos de 1987 mostram o crescimento do faturamento das concessionárias, de 1,0 a 1,5%, para cada aumento de 1% da tensão, à medida que o capital gasto com a compra de energia para suprir as perdas de transmissão é menor para um mesmo volume de carga [20]. Do mesmo modo, o desempenho dos equipamentos elétricos das unidades consumidoras está diretamente relacionado com a regulação de tensão das redes de distribuição.

Em sistemas trifásicos urbanos de distribuição, este objetivo é conseguido com reguladores de tensão, bancos de capacitores ou de reatores instalado nos barramentos de subestações.

Em áreas rurais, onde se empregam circuitos radiais de grande extensão, a energia é transportada por alimentadores trifásicos até determinados centros de carga, como é o caso de atendimento de localidades não servidas por subestação “abaixadora” própria. Nestes circuitos, a corrente de carga é predominantemente de característica indutiva, verificando-se uma seqüência de reguladores de tensão em

cascata ou bancos de capacitores estáticos ao longo da rede para promover a regulação de tensão de determinado trecho do sistema.

Ao longo deste alimentador, redes monofásicas fase-neutro são derivadas para atender a capilaridade de unidades consumidoras. Usualmente, há extensão das redes monofásicas fase-neutro além dos limites de atendimento trifásico. O mesmo critério se aplica a redes monofásicas fase-fase, embora este padrão de rede não seja atrativo às concessionárias.

Naturalmente, o sistema MRT tem limitações de aplicação em função não só do uso do solo como retorno de corrente até a fonte, como também dos materiais e equipamentos utilizados na sua construção. Estas limitações indicam sua aplicação específica ao atendimento de pequenas cargas de áreas rurais. Entende-se por pequena carga aquela utilizada por pequeno e até médio produtor rural ou mesmo um conjunto de consumidores (vila rural). Conforme apresentado no *Capítulo Dois*, a maior parte dos domicílios rurais podem ser atendidos com transformadores de 5 kVA, razão de uma baixa densidade de carga e de consumo.

Como o objetivo fundamental de redução de custos na aplicação do MRT, a solução para se obter boa regulação de tensão no circuito é limitar a corrente máxima da derivação MRT ou limitar o comprimento máximo do ramal MRT ou ainda limitar a potência a ser fornecida à carga para não se ultrapassar os limites desejados de queda de tensão embora a aplicação simultânea de duas ou mais alternativas possibilite atender os requisitos mínimos de regulação de tensão da rede.

Na maioria das aplicações, a regulação nestes sistemas é dependente de três parâmetros básicos do circuito elétrico MRT:

- (i) Tensão de fornecimento de energia;
 - (ii) Variação sazonal da resistência de aterramento;
 - (iii) Condutor elétrico utilizado.
-

4.1.2 Tensão de fornecimento

De modo geral, existem três níveis de tensão padronizados nos sistemas de distribuição das concessionárias de energia brasileiras de uso em larga escala. São o 13,8 kV; 23,0 kV e 34,5 kV dos quais é possível obter as tensões entre fase e terra, para uso em redes monofilares, respectivamente 7,967 kV; 13,279 kV e 19,919 kV. Além desses, existem sistemas de distribuição empregando antigos níveis de tensão (6,6 kV; 11,4 kV; 13,2 kV e outras) que se encontram em plena operação.

Um estudo econômico de alternativas de implantação ou utilização das tensões padronizadas foi apresentado na referência [20], computando-se os respectivos custos para a adequada escolha do nível de tensão para suprimento das cargas através de ramais MRT. A metodologia consistia na comparação entre os custos de aplicação de determinada tensão. As parcelas do custo total foram representadas por custos iniciais (construção) e por custos anuais (perdas, manutenção, depreciação, reversão e garantia). As conclusões daquele estudo realçam certos aspectos que merecem citação:

- (i) Embora o uso de um maior nível de tensão implique a redução das perdas na transmissão de energia (perdas joulicas), refletindo em menor custo anual de transmissão de energia, sua aplicação resulta em custos iniciais mais elevados (aquisição de materiais e equipamentos como maior nível de isolamento, por exemplo);
- (ii) Para fator de carga típico de áreas rurais, de uma forma geral, o custo das perdas não é o fator mais importante na definição das tensões e dos tipos de condutores, predominando, em todos os casos os demais custos. Esta conclusão também está em conformidade com as avaliações apresentadas na referência [31];
- (iii) O atendimento à carga pelo sistema MRT na tensão disponível será a opção de menor custo na possibilidade de manter os limites de queda de tensão admissível e corrente máxima do condutor;
- (iv) Deverá ser escolhida a menor tensão que permita atender a carga do sistema MRT, observando-se a queda de tensão máxima e a capacidade

de condução do condutor, no caso de ser necessário substituir a tensão existente com vistas à adoção de uma das tensões recomendadas na referência citada;

- (v) Embora o custo dos alimentadores rurais diminua com o decréscimo da tensão de fornecimento, é importante fazer um estudo econômico que compare as alternativas disponíveis para os casos onde se caracterize a necessidade de um maior número de subestações ou número maior de equipamentos de regulação na menor tensão padronizada ou ainda para os casos onde se verifique um raio de abrangência menor para o alimentador.

Considerando-se as conclusões expressas nos itens (ii) e (iii), decorre que, em um estudo de viabilidade, o nível de tensão disponível na concessionária deve ser o primeiro a ser utilizado. Do item (iv) conclui-se que a menor tensão monofásica de fornecimento (7,967 kV) compreenderá menores custos, muito embora na conclusão do item (i) não tenham sido levadas em consideração as perdas elétricas no aterramento e no transformador.

Naquele estudo somente as perdas elétricas no condutor foram computadas. Por conseqüência, as perdas elétricas nos transformadores e nos aterramentos foram desprezadas. As perdas elétricas no aterramento foram desprezadas por hipótese da resistência de aterramento ser mantida em valores adequados, conforme critério de manutenção de potenciais seguros no aterramento por controle da máxima elevação de potencial no aterramento em 27 V, descrito no *Capítulo Cinco*.

4.1.3 Variação sazonal da resistência de aterramento

Dos fatores elencados que podem influenciar na regulação de sistemas MRT, a variação sazonal da resistência de aterramento de um transformador pode contribuir para a estabilidade da tensão na carga, o que requer medidas para minimizá-la principalmente no período seco do ano.

Resultados de estudos apresentados por Taylor com aterramento determinaram que os eletrodos enterrados em solo argiloso dissiparam de 3 a 5 kW/m² continuamente, embora com ligeiro aumento na resistência [24,32]. Nessa perspectiva, para a área equivalente (0,45 m²) de uma configuração³ padrão de aterramento adotada na Austrália, haveria uma dissipação de 1,3 a 2,3 kW, de forma contínua, sem aumento apreciável na resistência de terra [24,33]. Observa-se, entretanto, que a magnitude de dissipação de potência citada é elevada se comparado com a corrente injetada num aterramento MRT de transformadores de distribuição.

Resultados de experimentos realizados num aterramento MRT de uma subestação de isolamento com 100 kVA de potência, na tensão de 12 kV e corrente a plena carga de 8A são apresentados na referência [24]. Essa corrente fluindo através do sistema de aterramento e operando com a diferença de potencial máxima para a terra permitida nos sistemas MRT australianos (20 V) dissipa 160 W (resistência de terra de 2,5 Ω). A ordem de potência dissipada num aterramento MRT é muito inferior aos valores observados nesses experimentos, justificando-se pela reduzida potência dos transformadores MRT.

A perda de potência aparece como calor junto à superfície do eletrodo e no solo, nas camadas superficiais. O aumento da temperatura no solo acarretará uma evaporação de umidade ou outras variações no solo, aumentando a resistência para a terra [27].

Em ensaios de eletrodos de funcionamento contínuo, a possibilidade de difusão do calor é restrita, ocorrendo a evaporação da água em torno do eletrodo, sua resistência elétrica é aumentada e, no fim de certo tempo, obtém-se um isolamento perfeito, porque a condutibilidade térmica do solo é pequena. Essas

³ A configuração do aterramento australiano MRT citada em referências bibliográficas consultadas é um delta de 1,6 m de lado com três hastes de aterramento de 1,6 m em cada vértice.

considerações resultaram de ensaios feitos com corrente alternada, com intensidade da ordem de 500 A e tensões da ordem de 2,5 kV [27,34].

Como resultado dos ensaios conclui-se que a condutividade do solo é de natureza eletrolítica e, por conseqüência, intimamente ligada à presença de água de infiltração. Se o calor gerado pela passagem de corrente produzir uma secagem no terreno, haverá contribuição de novas quantidades de água, provenientes da umidade do solo adjacente. A situação é de equilíbrio higrométrico [27,34].

Nos experimentos realizados pela Universidade Federal de Viçosa - MG, publicados na referência [27] sobre variações das resistências de aterramento de sistemas monofilares, foram observados que esta variação é mais coerente com a precipitação pluvial do que a umidade do solo, de acordo com amostras coletadas às profundidades das pontas das hastes. Foram instaladas hastes a um, dois e três metros de profundidade.

Na profundidade de um metro, a variação da resistência de aterramento foi significativa em relação à precipitação pluvial visto que a infiltração nesta profundidade é mais acentuada. Na profundidade de dois metros, a variação ocorreu em menor intensidade e com retardo, devido ao período maior de infiltração. Na profundidade de três metros, não foi significativa a variação da resistência de aterramento, como nos casos anteriores, já que o período de infiltração é bem maior, e mudanças bruscas na precipitação são sentidas levemente.

Na profundidade de um metro, a resistência variou de 490 a 363 Ω ; na profundidade de dois metros, houve variação de 84 a 57 Ω e na profundidade de três metros observou-se variação de 64 a 47 Ω [27]. Os experimentos foram realizados num local cujo solo superficial (camada de 60 a 70 cm de profundidade) foi classificado como Cambissolo, fase terraço, solo de grande ocorrência em fundos de vales, compondo os chamados terraços fluviais dos rios e córregos do Brasil-Sudeste e de outras regiões do país [27].

Resultado similar foi observado em pesquisas realizadas na região nordeste de Mato Grosso do Sul, caracterizado pelo Latossolo Vermelho e Areia Quartzosa, comparando os valores de resistência de aterramento, concluíram que a variação da resistência de aterramento medida em dois meses distintos deveu-se à variação da umidade [35].

Para exemplificar a variação sazonal da resistência de aterramento, apresentam-se os resultados de experimentos da referência [38] realizados num aterramento⁴ MRT constituído de quatro hastes de 2,4 metros de comprimento. As hastes foram dispostas num delta de 5,0 metros de lado e a quarta haste instalada a 4,5 metros de um dos vértices. O aterramento foi instalado a 50 cm da superfície.

Foram realizadas medições num intervalo de três anos. Para fins de análise neste contexto, agrupou-se as 51 medições do último ano que indicaram uma variação da resistência de aterramento da ordem de 234% entre o menor valor (62 Ω) e o maior valor observado (145 Ω). O menor valor verificado foi no mês de Fevereiro e o maior no mês de Agosto. O valor médio da resistência de aterramento foi 102 Ω , encontrado nos meses de Dezembro e Janeiro.

Não obstante, os valores máximos de resistência de aterramento foram verificados nos meses de baixa precipitação pluviométrica, sobretudo nos meses que antecedem o início do período de chuvas, (Julho a Setembro), conforme observado nos índices pluviométricos mensais que subsidiam as conclusões daquele estudo. Com base no valor médio das amostras (102 Ω) e admitindo-se uma variação de 20% na resistência de aterramento, apenas 5 medições encontram-se fora desta faixa, das quais três delas nos meses citados (Julho a Setembro), o que comprovou a dependência da resistência de aterramentos instalados na primeira camada de solo quanto às precipitações pluviais. Da condição de resistência média (102 Ω) para a condição de maior resistência de aterramento (145 Ω) observa-se um desvio da

⁴ Nas observações das medições da referência citada foram considerados os aterramentos primário e secundário desconectados.

ordem de 42% entre os valores. Por sua vez, a resistividade superficial oscilou entre 430 $\Omega.m$ e 2200 $\Omega.m$ nos meses de Fevereiro e Setembro respectivamente.

Para se evitar condições como as expostas acima, é imprescindível que a coleta de dados referentes às medições de resistividade de solos ou mesmo de resistência de aterramento devem ser executadas na condição de tempo seco. Se for admitida a hipótese de fazer medições em períodos chuvosos, deve-se utilizar um fator de segurança, visando resguardar a condição severa de operação do aterramento nos meses secos do ano mantendo assim a estabilidade da tensão na carga. No relato da referência [36] é indicado que se deve admitir uma redução de 20% sobre o valor da resistência de aterramento medida após a confecção da malha, em função da acomodação natural do terreno. Esta informação foi verificada e confirmada experimentalmente conforme referência [37].

Na conclusão dos experimentos, é recomendado que o aterramento de transformadores MRT contenham sempre três eletrodos, no mínimo, e com profundidade não inferior a três metros, mesmo que a obtenção de resistência inferior seja conseguida a menores profundidades [27]. Esta recomendação deve ser adotada como medida de segurança e precaução contra variação sazonal da resistência de aterramento.

Para condições de operação em regime permanente, a queda de tensão referente à variação sazonal da resistência de aterramento pode ser mínima quando comparada com a queda de tensão observada no condutor. A corrente que flui pelo aterramento de um transformador é pequena enquanto a que circula pelo condutor é a somatória da corrente de todos os transformadores do ramal MRT.

4.1.4 Alternativas de condutores elétricos para MRT

Os condutores elétricos padronizados nas redes de distribuição de áreas rurais são os de alumínio com alma de aço, denominados CAA, que substituíram os condutores de cobre empregados inicialmente nas redes de distribuição de energia

do Brasil. Dentre as motivações para substituição do condutor de cobre, pode-se citar menor peso do alumínio em relação ao cobre (o que exigia estruturas mais robustas) e menor custo de aquisição.

Para redução dos custos das redes monofilares, outros tipos de condutores foram estudados em substituição ao cabo de alumínio com alma de aço, dentre os quais podem ser citados os condutores de aço zincado, de alumínio liga e o alumoweld.

Estes condutores passam a ter sua utilização não só aceitáveis como recomendáveis em redes rurais em virtude do baixo custo de aquisição e da alta resistência mecânica, embora apresentem resistividades elétricas mais elevadas que o condutor convencional [31]. Tal afirmação foi justificada pelo diagnóstico de que grande maioria das propriedades rurais exige reduzidas demandas de carga ou por exigirem transformadores de pequeno porte [09].

A recomendação destes condutores busca a redução de custo das redes elétricas rurais, proporcionadas por seus custos inferiores de aquisição e pelo aumento do vão médio entre estruturas, refletindo na redução do número de estruturas por quilômetro de rede. A redução do número de estruturas reflete não só nos custos iniciais de aquisição, como nos custos de manutenção destas redes. A seguir são relacionados os condutores recomendados na referência [31] cujas características básicas são apresentadas na Tabela 4.1:

- (i) Alumínio com alma de aço - CAA 4 AWG;
 - (ii) Alumínio liga - CAL 16 mm;
 - (iii) Alumínio liga - CAL 25 mm;
 - (iv) Alumoweld - CAW 1 x 3,26 mm;
 - (v) Alumoweld - CAW 3 x 2,59 mm;
 - (vi) Aço zincado - CAZ 1 x 3,09 mm;
 - (vii) Aço zincado - CAZ 3 x 2,25 mm.
-

Embora estes condutores sejam recomendados na referência [31] em estudo elaborado em 1986, somente o condutor de aço zincado 3 x 2,25mm foi utilizado em maior escala. A referência [23] publicada em 2001 só faz recomendação deste condutor como “alternativo”. Os demais condutores não foram mencionados. As referências [23] e [31] são relatórios do CEPEL⁵.

Tabela 4.1 - Principais características dos condutores [31]

PARÂMETRO		CONDUTORES						
		CAA	CAL		CAW		CAZ	
		4 AWG	25 mm	16 mm	3 x 2,59	1 x 3,26	3 x 2,25	1 x 3,09
Diâmetro [mm]		6,36	6,45	5,10	5,58	3,26	4,87	3,09
Seção Transversal [mm ²]		21,15 (Al)	24,71	15,90	15,78	8,37	11,93	7,50
Formação	Nº fios	6 x alum 1 x aço	7	7	3	1	3	1
	Diâmetro fio [mm]	2,12	2,15	1,70	2,59	3,26	2,25	3,09
Peso Nominal [kgf/km]		85,45	69,50	43,46	104,80	55,11	96,00	59,00
Carga de Ruptura [daN]		830	724	453	2056	1147	1670	1080
Resistividade 20°C [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]		0,02826	0,0328	0,0328	0,0848	0,0848	0,1916	0,1916
Resistência 20°C [Ω/km]		1,37	1,29	2,06	5,37	10,13	16,06	25,54
Corrente Máxima [A]		135	140	105	65	40	35	25
Coef. Dilatação Linear [$10^{-6} / ^\circ\text{C}$]		18,6	23	23	13	13	11,5	11,5
Mod. Elasticidade [daN/mm ²]		7200	6120	6120	16500	16500	18500	18500

4.1.5 Limites de queda de tensão permissíveis

Os limites de queda de tensão máxima num sistema de distribuição foram revisados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da publicação da Resolução 505 em 2001.

⁵ CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, do sistema Eletrobrás.

Tratando-se de sistemas MRT, a tensão fase-terra é maior que a tensão medida no enrolamento primário do transformador, já que uma parcela desta tensão está sobre a resistência de aterramento da subestação.

Em áreas rurais, onde há predomínio de redes monofásicas fase-neutro, há diferentes faixas de limites de tensão para atendimento aos consumidores, que variam de concessionária para concessionária, de acordo com o ponto de entrega⁶. O ponto de entrega é diversificado em função do tipo de atendimento.

Em resumo, há dois diferentes modos de atendimento aplicados em áreas rurais pelas principais concessionárias:

- (i) ***Atendimento com transformador exclusivo***: o ponto de entrega pode ser definido na estrutura adjacente à do transformador ou na conexão da bucha primária do transformador ou ainda na bucha secundária do transformador. Pode-se citar a CELPE que define o ponto de entrega na bucha primária do transformador. Já a CEMIG o define na bucha secundária. Observa-se que uma das diferenças desses atendimentos refere-se ao limite de queda de tensão permitida nos dois casos. Este atendimento foi amplamente utilizado nos programas de eletrificação rural até a década de 90. Atualmente os novos atendimentos se restringem a consumidores rurais isolados ou que exija transformador individualizado em função de carga especial (motores de médio porte, por exemplo);
- (ii) ***Atendimento com rede de baixa tensão***: o ponto de entrega localiza-se na conexão da entrada de serviço da unidade consumidora. Este tipo de atendimento é utilizado atualmente como alternativa na redução de custo de construção da rede. É definido quando numa determinada

⁶ Ponto de Entrega: ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando-se como limite de responsabilidade de fornecimento de energia elétrica, conforme item XXVI, artigo 2º da Resolução 456 - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica - ANEEL.

região, há consumidores próximos em que o atendimento individualizado signifique maiores custos. O transformador é instalado num ponto estratégico em relação aos domicílios a serem atendidos. Da rede de baixa tensão são derivados ramais para cada unidade consumidora.

Para cada tipo de atendimento apresentado existem diferentes faixas limites de queda de tensão permissível constantes da Resolução 505 ANEEL, referência [39]. Para ponto de entrega localizado no circuito primário de distribuição (tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV), as faixas de tensão são definidas conforme Tabela 4.2:

Tabela 4.2 - Limites de tensão primária - [39]

FAIXA	INTERVALOS
Adequada	$0,93*TN \leq TL \leq 1,05*TN$
Precária	$0,90*TN \leq TL < 0,93*TN$
Crítica	$TL < 0,90*TN$ ou $TL > 1,05*TN$
TL: Tensão de Leitura através de medição no ponto de entrega TN: Tensão Nominal para qual o sistema foi projetado	

No caso de consumidores distribuídos atendidos por rede de baixa tensão, os limites variam conforme a tensão secundária nominal do transformador. Por sua vez, a tensão secundária, varia de concessionária para concessionária. Como exemplo, os limites estabelecidos pela referência [39] para a tensão secundária nominal 120/240V são apresentados na Tabela 4.3.

Nas condições da Tabelas 4.3, tomando-se como base a tensão 240 V, verifica-se que o limite de queda de tensão na faixa adequada é 10%. Comparando-se com o limite da faixa adequada de fornecimento em tensão primária (7%), observa-se um acréscimo de 3%, para cômputo das parcelas referentes à queda de tensão interna do transformador mais a parcela observada na rede secundária (quando houver) até a entrada de serviço.

Tabela 4.3 - Limites da tensão nominal secundária 120/240 V [39]

FAIXA	INTERVALOS (TN = 120 V)	INTERVALOS (TN = 240 V).
Adequada	$108 \leq TL \leq 127$	$216 \leq TL \leq 254$
Precária	$106 \leq TL < 108$ ou $127 < TL \leq 130$	$212 \leq TL < 216$ ou $254 < TL \leq 260$
Crítica	$TL < 106$ ou $TL > 130$	$TL < 212$ ou $TL > 260$
TL: Tensão de Leitura através de medição no ponto de entrega TN: Tensão Nominal para qual o sistema foi projetado		

4.1.6 Aspectos de interesse na regulação de tensão MRT

A referência [31] evidencia que a escolha do condutor a ser utilizado é que desempenha papel fundamental na regulação de tensão do sistema, uma vez que naquele estudo verificou-se que este parâmetro é responsável pela maior parcela de queda de tensão no circuito.

Pelas características técnicas de operação do sistema MRT, assim como pelas características de cargas a serem atendidos, os resultados do estudo apresentado na referência citada merecem uma revisão, uma vez que os parâmetros empregados podem apresentar significativa diferença na capacidade de atendimento do MRT.

Tal revisão foi considerada em função das condições de aplicação deste sistema no Brasil, praticamente não consideradas naquele estudo, ou mesmo pela aplicação de parâmetros não usuais na atualidade.

Os principais itens incorporados ou alterados ao estudo atual são relacionados a seguir:

-
- (i) ***Retorno de corrente pelo solo:*** no estudo anterior não foi considerado o efeito do retorno de corrente pelo solo, admitindo-o como homogêneo de resistividade nula. Sendo elevada a resistividade média de solos brasileiros, esta aproximação pode não ser válida, uma vez que sua influência passa a não ser desprezível, contribuindo diretamente nos resultados simulados;
 - (ii) ***Variação da temperatura de operação da rede:*** A temperatura de carregamento empregada para cálculo de queda de tensão nos condutores é 70° C na condição de operação com a máxima corrente admissível. Entretanto, em redes monofásicas, o módulo da corrente é limitada pela queda de tensão de modo que não se expressam variações significativas das temperaturas dos condutores [23]. Nesta condição, a temperatura de 50° C já conserva um coeficiente de segurança para o limite de queda de tensão;
 - (iii) ***Resistência de aterramento:*** no estudo anterior partiu-se do princípio que as resistências de aterramento seriam mantidas em valores adequados a não permitir elevação de potencial acima de 27 V. Sendo pequeno este valor de queda de tensão quando comparada à tensão de fornecimento, esta parcela foi desconsiderada nos cálculos apresentados. A aplicação do método de controle de potenciais – descrita no *Capítulo Cinco* – permite o uso de aterramentos com maiores valores de resistência, tornando-se necessário efetuar simulações da regulação de tensão com valores de resistência maiores que os apresentados na Tabela 5.2 para ser analisado este parâmetro de influência;
 - (iv) ***Perda elétrica e corrente a vazio de transformadores:*** os transformadores representam de 65 a 75% das perdas totais de sistemas rurais, e a maior parte destas perdas é proveniente do núcleo do transformador, que aumentam à medida que se aumenta a potência do mesmo [18]. Como em áreas rurais, a distribuição de energia ainda se processa com transformadores praticamente exclusivos, a
-

racionalização da potência deste equipamento é de fundamental importância para redução da corrente a vazio assim como das perdas elétricas. Conseqüentemente, contribui-se para uma menor queda de tensão e custo de perdas com a operação do circuito. Outro ponto de observação é o fato de que as concessionárias de energia têm adquirido lotes de transformadores com rendimento⁷ abaixo dos padrões prescritos pela NBR 5440;

- (v) *Consumo de energia elétrica*: os consumos mensais (600 e 1200 kWh) que foram utilizados como base de simulação não refletem a realidade das unidades consumidoras a serem atendidas pelos programas de eletrificação rural atuais nem mesmo de grande parte das propriedades eletrificadas. A base destes consumos foram levantamentos efetuados com consumidores rurais brasileiros e norte-americanos na década de 80. A expectativa de consumo mensal de energia de unidades consumidoras eletrificáveis pelo Programa Luz para Todos tem a ordem de 80 kWh [01].

As análises destes parâmetros, como apresentado, podem influenciar, em maior ou menor grau, nos resultados obtidos, já que o sistema MRT depende diretamente do solo para fechamento do circuito.

No *Capítulo Seis* é apresentado um trabalho de simulação cuja finalidade é demonstrar a influência dos parâmetros relacionados na regulação de tensão MRT, bem como apresentar limites de atendimento para o sistema.

⁷ Custo de aquisição de transformadores *versus* perdas elétricas: a NBR 5440 estipula as perdas máximas para transformadores de distribuição. Para reduzir os custos dos transformadores, os fabricantes têm reduzido a qualidade dos núcleos magnéticos aumentando as perdas elétricas. Quando os lotes de transformadores são “recusados” por apresentarem perdas elétricas acima das estipuladas, há uma negociação entre concessionárias e fabricantes para se estabelecer uma redução do preço do lote dos transformadores recusados em função da expectativa de vida útil e das perdas. Reduz-se o custo de aquisição dos equipamentos embora a operação na rede provoque outras conseqüências não avaliadas no momento da compra daquele lote “recusado”.

4.2 Proteção contra sobrecorrentes

A utilização de equipamentos de proteção e sua correta coordenação têm por objetivo oferecer às redes de distribuição rural maior qualidade no fornecimento de energia além de proporcionarem aumento da segurança e da confiabilidade do sistema. De modo geral, neste item procurou-se detalhar os tipos de faltas a que estão sujeitos os sistemas de distribuição de energia e a filosofia de proteção de sobrecorrente empregada em sistema MRT.

Em sistemas que atendem cargas monofásicas, padrão adotado por grande parte das concessionárias de energia, há sempre um desequilíbrio permanente na rede que, mesmo sendo limitado, implica numa perda de sensibilidade das proteções de terra convencionais, característica esta que não é exclusiva apenas do sistema MRT.

Ademais, com a ausência do condutor neutro, na ocorrência de uma falta fase-terra, não havendo um caminho de baixa impedância para a fonte, há sempre uma preocupação para os casos de rompimento de cabo que, caindo diretamente ao solo, traduz-se em alto valor de impedância de defeito. Entretanto, tal preocupação não é exclusiva do sistema MRT. Desse modo, a deficiência dos sistemas de proteção contra faltas de alta impedância é observada tanto em sistemas isolados quanto em sistemas multi-aterrados.

4.2.1 Faltas em sistemas radiais de distribuição e proteções aplicáveis

As faltas originadas em sistemas de distribuição podem ser caracterizadas em faltas de baixa impedância ou faltas de alta impedância. Correntes de falta de baixa impedância podem gerar efeitos mecânicos e térmicos nos condutores e equipamentos da rede, provocando perda de vida útil.

Para manter a integridade da rede, a proteção do sistema deve atuar rapidamente, ser seletiva⁸ ou coordenada⁹, de acordo com as características da carga, e fazer com que a interrupção de fornecimento de energia atinja o menor número possível de unidades consumidoras, com baixa frequência e tempo de duração.

Por outro lado, faltas de alta impedância, conseqüentemente com baixo valor de corrente, podem causar graves acidentes à população, caso este tipo de falta não seja interrompida em intervalo de tempo adequado.

Dessa forma, verifica-se que os objetivos da proteção contra faltas de baixa impedância e contra faltas de alta impedância são distintos, sendo que a primeira tem a grande preocupação com a integridade do sistema e o fornecimento de energia, e a segunda com a segurança de pessoas e propriedades.

As faltas de baixa impedância podem ocorrer entre fases ou entre fase-terra. Nas duas condições, a proteção é baseada em parâmetros de determinadas curvas de tempo e corrente, cujos ajustes devem ser maiores que a carga máxima vista pelo equipamento e não devem permitir atuações para operações normais do sistema, como chaveamentos que geram correntes de *inrush*. É empregada na subestação por meio de relés acoplados a disjuntores ou religadores. Ao longo do alimentador pode-se utilizar religadores, seccionalizadores e fusíveis.

⁸ Proteção seletiva: consiste na atuação de apenas o dispositivo de proteção mais próximo da falta, seja transitória ou permanente, sem que outros dispositivos da retaguarda atuem. Aumenta a duração da interrupção e diminui sua frequência. Muito aplicada em circuitos que apresentam unidades consumidoras sensíveis a faltas transitórias.

⁹ Proteção coordenada: consiste em religamentos automáticos de equipamentos de retaguarda para faltas transitórias, e atuação do dispositivo mais próximo do ponto em falta para as faltas permanentes. Diminui a duração da interrupção e aumenta sua frequência. Muito aplicada em ramais rurais e regiões residenciais e comerciais.

A referência [40] indica que, em sistemas de distribuição, faltas do tipo fase-terra tem frequência de ocorrência quatro vezes maior do que faltas entre fases. Em caso de falta fase-terra, uma impedância de falta (por consequência de condutor tocando solo ou em árvore, por exemplo) faz com que a intensidade de corrente seja inferior ao nível de ajuste da proteção de fase, exigindo uma proteção diferente, denominada proteção de terra de religadores e relés. Têm a finalidade de identificar possíveis correntes de falta para terra e até correntes de desequilíbrio que ultrapassam os limites pré-estabelecidos.

A função de proteção fase-terra é executada através do monitoramento do somatório vetorial das correntes de fase, por desequilíbrio, que resulta em três vezes a componente de seqüência zero do sistema. O ajuste dessa proteção deve coordenar com os demais equipamentos de proteção a jusante do seu ponto de instalação e não operar para eventos de chaveamento normais que provocam corrente de *inrush*, atuando de modo temporizado para evitar desligamentos indevidos.

Geralmente o ajuste de pick-up para a proteção de terra deve ser menor que a corrente mínima de curto-circuito fase-terra na sua zona de proteção e maior que a corrente máxima de desequilíbrio de fase permitida em sua área de atuação. Os critérios de desequilíbrio de fase podem variar de concessionária para concessionária e dependem muito da configuração da rede e das características das cargas. Valores típicos de ajustes estão na faixa de 30% a 50% do ajuste do relé de fase.

Assim, apesar de reduzir o problema em alguns casos, a utilização de proteção de terra é limitada ao desequilíbrio intrínseco de carga do sistema, o que a torna uma proteção não confiável para faltas de alta impedância.

Em geral, os equipamentos de proteção convencionais não apresentam sensibilidade adequada para uma detecção confiável das faltas de alta impedância.

Em muitos casos, os condutores permanecem energizados até que algum equipamento de manobra ou de proteção seja aberto por decisão do Centro de Operação da Distribuição (COD) após comunicação de um transeunte que detecte o condutor caído ao solo. A Figura 4.1 apresenta um esquema que ilustra o problema da proteção contra faltas de alta impedância, mostrando que existe uma grande faixa onde essas faltas são localizadas, mas que não tem proteção.

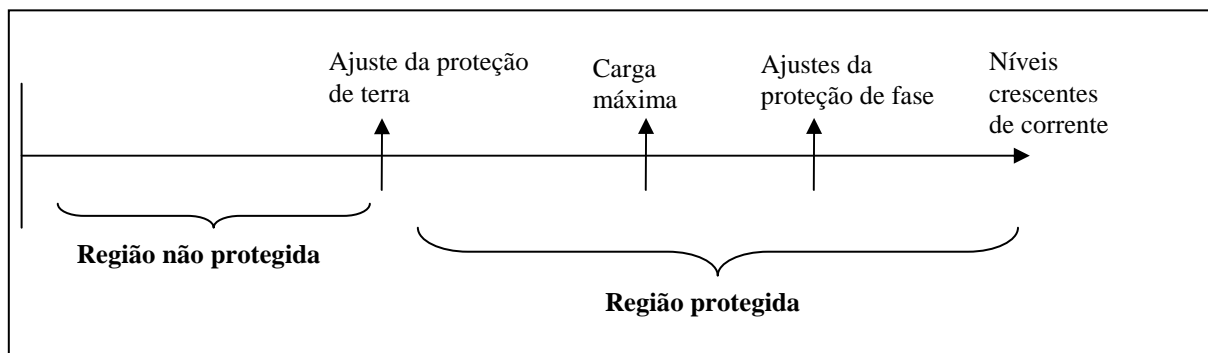


Figura 4.1 – Áreas de proteção do alimentador

Como pode ser observado, o problema de detecção de faltas de alta impedância é um problema crônico das proteções de alimentadores de distribuição, seja com aplicação de sistemas com neutro multi-aterrado, seja em sistemas isolados. Várias alternativas já foram propostas por pesquisadores e fabricantes de equipamentos de proteção, sem, contudo, definir uma delas como efetiva para aplicação nos sistemas de distribuição.

4.2.2 Proteção contra sobrecorrente em sistemas MRT

A filosofia de proteção contra sobrecorrente utilizada para o sistema MRT é semelhante àquela empregada para o sistema monofásico convencional, de modo que os critérios de projeto são práticas recomendadas a qualquer sistema de distribuição. Quando o alimentador de distribuição atende áreas rurais extensas, a utilização de religadores de linha, coordenada com seccionadores e chaves fusíveis, garante melhor confiabilidade da proteção e do sistema.

Um religador de linha ajustado para disparo de proteção de terra adequado deve atuar antes do relé de proteção contra faltas de alta impedância, quando há desequilíbrio inesperado de cargas em sistemas MRT. Portanto, sua utilização melhora a possibilidade de que cargas de sistemas MRT não comprometam nem a segurança proposta por um sistema de atuação para falta de alta impedância e nem a confiabilidade do sistema urbano pela atuação desse sistema de proteção.

Em sistemas trifásicos que utilizem a proteção contra falta fase-terra de alta impedância com base na corrente de retorno pelo neutro, caso forem derivados circuitos MRT convencional (sem transformador de isolamento), é necessário a adoção de critérios de equilíbrio de cargas MRT entre fases assim como definir o limite de carga por ramal MRT. Tais medidas se justificam para se evitar a atuação indevida de relés de proteção contra falta fase-terra de alta impedância ou mesmo de religadores que possuam curvas projetadas para detecção de faltas de alta impedância.

O equilíbrio de carga por fase do alimentador trifásico será determinado através do balanço de potência nominal por fase do alimentador, de maneira que em qualquer ponto do alimentador a corrente residual não ultrapasse limites pré-definidos do ajuste da proteção contra faltas de alta impedância.

A proteção de derivação de ramais se faz com chaves fusíveis, que são escolhidos de forma que satisfaçam ao mesmo tempo o bom desempenho sob corrente de carga e assegurem a operação sob corrente de curto-circuito. É recomendado que o elo fusível seja dimensionado de tal forma que sua corrente nominal seja maior ou igual a 150% da corrente de carga máxima e menor ou igual a 25% da corrente de curto-circuito fase-terra mínimo [41].

Se empregado transformador de isolamento, o limite de potência nominal por ramal MRT é função da corrente de curto-circuito fase-terra mínima capaz de sensibilizar os dispositivos de proteção.

A referência [42] detalha a prática atual de proteção contra sobrecorrentes em sistemas de distribuição com ênfase em MRT.

4.3 Proteção contra sobretensões

As sobretensões que ocorrem em sistemas de potência podem ser classificadas em sobretensões de origem externa ou sobretensões de origem interna.

As sobretensões de origem externa são aquelas ocasionadas pela incidência de descargas elétricas (surtos atmosféricos) diretamente em redes e equipamentos de distribuição ou em suas proximidades.

As sobretensões de origem interna são aquelas ocasionadas por mudança súbita nas condições do próprio sistema elétrico. Esta mudança pode ser devida a manobras de chaveamento, tais como energização de linhas, transformadores e capacitores.

De acordo com a tensão de operação do sistema, um ou outro tipo de sobretensão pode ser mais danoso. Para sistemas com tensões inferiores a 230 kV, o nível de isolamento das linhas e dos equipamentos é ditado pela necessidade de proteção contra descargas atmosféricas. Para tensões entre 230 e 700 kV, as operações de chaveamento são tão potencialmente danosas quanto as descargas atmosféricas. Em tensões superiores a 700 kV, os surtos de chaveamento são os determinantes principais do nível de isolamento [43]. Assim, nos sistemas de distribuição o parâmetro principal a ser observado é o TSI¹⁰ (Tensão Suportável ao Impulso) das estruturas e equipamentos.

¹⁰ TSI: Tensão Suportável ao Impulso. A TSI de um equipamento ou de uma estrutura é identificada ajustando-se o impulso de tensão de forma que o teste da amostra ocasione descarga disruptiva na cauda da onda de descarga em 50% das aplicações e falhe nas outras 50%. O valor de pico desta tensão é chamado Tensão Impulsiva de Descarga.

O desempenho da rede MRT está associado ao número de incidência de descargas atmosféricas, diretas ou indiretas, que apresentando valores de tensão superiores à TSI da estrutura, implique numa disrupção de fase para a terra, o que poderá levar a uma corrente subsequente de 60 Hz, configurando uma condição de curto-circuito.

Essa condição provoca a atuação de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente de retaguarda, ocasionando uma interrupção. A probabilidade de se ter ou não a corrente subsequente em 60 Hz dependerá do tipo da estrutura, do caminho percorrido pelo arco e da potência de curto-circuito no ponto elétrico de disrupção [42].

Tratando-se de sistemas MRT onde se busca prioritariamente economia nos custos de construção, é recomendável utilizar postes de madeira tratada. O uso da madeira tratada acarreta uma melhoria significativa dos níveis de TSI das estruturas. Entretanto, sugere-se que seja observado um afastamento mínimo do estaiamento de modo a minimizar a probabilidade da disrupção ser seguida de corrente de 60 Hz.

Na Tabela 4.4 são apresentados os valores máximos de sobretensão que a estrutura suporta, de acordo com o arranjo proposto (com ou sem estai). Valores de tensão superiores ao TSI da estrutura representam uma disrupção já associada a uma probabilidade de se ter corrente subsequente em 60 Hz [42].

Tabela 4.4 - TSI de estruturas monofásicas [42]

TIPO DE ESTRUTURA	TSI [kV]
Concreto com estai	75
Concreto sem estai	75
Madeira sem estai	> 500
Madeira com estai (30 cm)	150

4.3.1 Dispositivos de proteção contra sobretensão em sistemas MRT

Os dispositivos protetores contra sobretensões instalados em redes de distribuição têm a finalidade básica de proteger equipamentos, podendo ser utilizados em alguns casos para a proteção da própria linha.

Embora algumas bibliografias [09,29,42] admitam a aplicação de centelhadores em sistemas MRT, o uso de pára-raios de óxido de zinco (ZnO) é a alternativa viável, apesar do maior custo. Os centelhadores também são conhecidos como descarregadores de chifre.

O motivo é que a utilização de centelhadores está associada ao atendimento de várias condicionantes, dentre as quais pode-se citar [23, 42, 44]:

- (i) Solos de baixa resistividade ($< 100 \Omega.m$);
- (ii) Locais de nível cerâmico inferior a 40 trovoadas / ano;
- (iii) Rede equipada com religador ou chave fusível repetidora;
- (iv) Níveis de curto-circuito inferiores a 500 A;
- (v) Aterramento do equipamento é independente do aterramento de redes secundárias.

Os centelhadores, apesar do baixo custo e facilidade de instalação apresentam a deficiência, como dispositivo de proteção, de não limitar a corrente subsequente à descarga da corrente de surto, levando, por consequência, à operação da proteção de sobrecorrente de retaguarda. Além disso, o ajuste do “gap” é crítico, sendo influenciado por diversos fatores, dentre os quais, a temperatura ambiente, a umidade relativa do ar, a pressão atmosférica e a polaridade do surto [44]. Portanto, o desempenho do centelhador só é satisfatório em redes providas de proteção com religamento automático.

Por outro lado, os pára-raios de óxido de zinco apresentam as seguintes propriedades [44]:

- (i) Comportamento não linear de sua resistência ôhmica;
-

- (ii) Alta capacidade de absorção de energia;
- (iii) Baixa tensão residual;
- (iv) Baixa corrente de fuga;
- (v) Rápida resposta à frente de onda de tensão.

O nível de proteção do pára-raios ZnO é definido somente em função da tensão residual que aparece através de seus terminais, uma vez que não há nenhuma tensão de disparo associada, devido a ausência de centelhadores série existente nos pára-raios convencionais (de carboneto de silício).

Do ponto de vista de segurança de pessoas, assim como de desempenho das estruturas, a resistência da malha de aterramento de pára-raios não deve exceder 100Ω em qualquer época do ano, conforme estudo elaborado na referência [45]. Este limite é amplamente empregado nas normas técnicas das diversas concessionárias de energia do Brasil.

O cálculo levou em consideração que as tensões desenvolvidas no topo da estrutura durante a operação do pára-raios devem ser inferiores a 100 kV, garantindo assim a não ocorrência de disrupção nas estruturas adjacentes e, conseqüentemente, o não desligamento do circuito. Deve-se observar que a tensão desenvolvida no topo da estrutura é o resultado da soma vetorial das tensões desenvolvidas no aterramento, no cabo de descida e a própria tensão residual do pára-raios, advindo daí a importância fundamental da limitação do valor da resistência de aterramento para o adequado desempenho da rede.

5 O aterramento no contexto do sistema MRT

Neste capítulo são apresentados os aspectos fundamentais dos aterramentos elétricos quando aplicados ao sistema monofilar com retorno por terra (MRT).

5.1 *Considerações iniciais*

Nestes sistemas toda corrente primária de carga do transformador de distribuição flui necessária e continuamente pelo aterramento, caracterizando-o como parte ativa do circuito elétrico, o que o difere da aplicação em sistemas monofásicos com neutro multi-aterrado (MRN), onde a função de um ponto genérico de aterramento é de complementaridade em relação aos demais pontos de aterramento do sistema.

Para a maioria dos casos, num sistema MRN, a perda de um ponto de aterramento ao longo do circuito pode não influenciar diretamente no desempenho e na segurança do sistema. Entretanto, em sistemas MRT, tanto a segurança de operação quanto o desempenho do sistema dependem do aterramento de cada transformador. Sendo o aterramento um dos requisitos essenciais para a operação

adequada do sistema MRT, torna-se necessário dispensar uma atenção especial ao seu projeto e confecção.

A continuidade de atendimento de um sistema MRT está estritamente vinculada às condições estruturais dos seus aterramentos. Para garanti-la, é necessário que o aterramento possua conexões estáveis ao solo, além de uma dupla descida dos condutores que interligam o enrolamento primário do transformador ao aterramento. Estas descidas devem ser instaladas em posições diametralmente opostas para que a continuidade de operação do sistema não seja prejudicada na ocorrência do rompimento de um dos condutores.

Como o aterramento é parte ativa do circuito, há uma contribuição deste ramo na queda de tensão total do circuito entre fonte e carga. A estabilidade da tensão na carga também pode ser influenciada pela variação da resistência ao longo do ano, tema abordado no *Capítulo Quatro*.

Por outro lado, a segurança de pessoas em contato ou próximas às partes condutoras é um aspecto de fundamental importância na operação de sistemas MRT. Os gradientes de potencial ao longo da superfície dentro e fora da malha de aterramento de um transformador MRT podem ser grandes, em condições adversas, com risco para o ser humano.

5.2 O aterramento como fator de segurança do sistema MRT

Na ocorrência da injeção de uma corrente elétrica num aterramento há situações em que o corpo humano pode ficar exposto a diferenças de potencial que são consideradas condições de risco. Para caracterizar tais situações, recorre-se usualmente à três diferentes parâmetros, utilizados na avaliação dos riscos envolvidos: tensão de passo, tensão de toque e tensão de transferência [46].

A tensão de passo pode ser conceituada como a diferença de potencial entre os pés a que ficaria submetida uma pessoa, eventualmente presente na região do aterramento, durante o fluxo de corrente pelo mesmo. A referência [47] define a distância de um metro entre os pés do indivíduo como a medida padrão para o passo humano.

A tensão de toque pode ser conceituada como a diferença de potencial entre a mão e pés a que ficaria submetida uma pessoa, eventualmente presente na região do aterramento, que tivesse contato com uma parte metálica ligada aos seus eletrodos, durante o fluxo de corrente pelo aterramento. Neste caso considera-se o corpo afastado de um metro da estrutura tocada [47].

A tensão de transferência é a elevação de potencial total da malha referida a infinito, usualmente designada GPR¹¹. Constitui-se no potencial a que ficaria submetida uma pessoa posicionada no “terra remoto” (grande distância da malha) que tivesse contato com uma parte metálica eventualmente conectada com os eletrodos de aterramento, durante um fluxo de corrente pelo mesmo.

Estas três situações de risco são classificadas como parâmetros de restrição de projetos de aterramentos. A mesma análise é caracterizada e empregada para os sistemas MRT. Um sistema MRT é considerado seguro quando gradientes de potencial no solo, nas adjacências da estrutura de um transformador, são mantidos suficientemente baixos para se evitar colocar em risco a vida de pessoas e de animais [48].

As tensões de passo e de toque são calculadas conhecendo-se o circuito elétrico representativo da circulação da corrente pelo indivíduo para cada caso. Na Figura 5.1 é apresentado um esquema básico do circuito elétrico representativo quando há exposição de uma pessoa numa região de uma malha de aterramento por tensão de passo.

¹¹ Grounding Potential Rise.

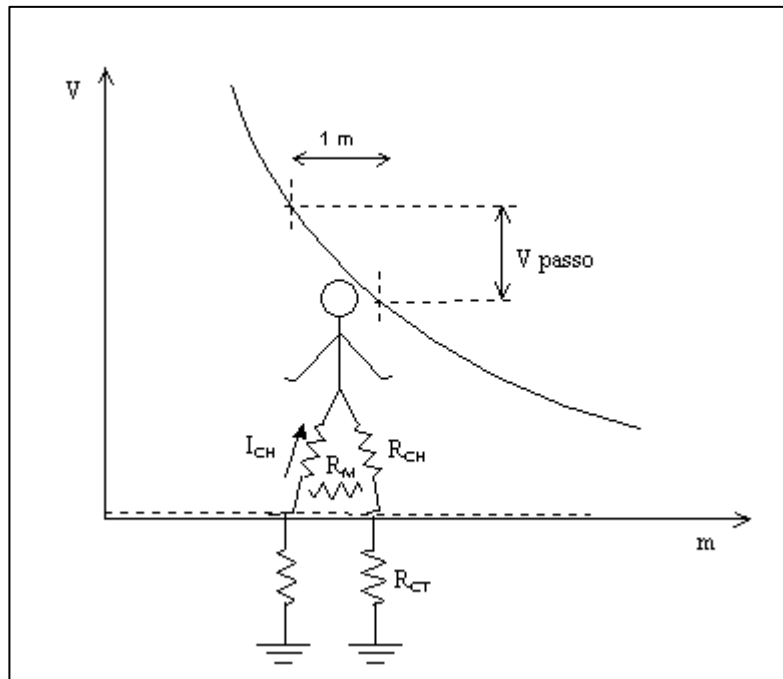


Figura 5.1 – Circuito elétrico equivalente – tensão de passo

Da Figura 5.1 pode-se extrair a equação para tensão de passo.

$$V_p = (R_{CH} + 2 * (R_{CT} - R_M)) * I_{CH} \quad (5.1)$$

De modo análogo, a tensão de toque pode assim ser obtida com a corrente circulando entre uma mão e os pés.

$$V_T = \left(R_{CH} + \frac{R_{CT} + R_M}{2} \right) * I_{CH} \quad (5.2)$$

Onde:

V_T = tensão de toque (V);

V_p = tensão de passo (V);

R_{CH} = resistência interna do corpo humano (Ω);

R_M = parcela mútua da resistência oferecida pelo solo aos fluxos de corrente oriundos dos dois pés (Ω);

R_{CT} = parcela própria da resistência oferecida pelo solo ao fluxo de corrente oriunda de um pé, comumente designada resistência de aterramento dos pés (Ω);

I_{CH} = corrente de circulação pelo corpo humano (A);

A resistência de aterramento dos pés (R_{CT}) é função da resistência entre pé e superfície do solo e do efeito mútuo entre os pés. Na prática, a resistência de aterramento dos pés também é influenciada pelas estratificações do solo. Para simplificar o cálculo, admite-se que o solo possua resistividade uniforme [23,49]. Assim, as parcelas R_{CT} e R_M podem ser aproximadas como:

$$R_{CT} = \frac{\rho_s}{4 * b} \quad (5.3)$$

$$R_M = \frac{\rho_s}{2\pi * d} \quad (5.4)$$

Onde:

b = representação do pé humano como disco metálico condutor (m);

d = distância entre os pés (m);

ρ_s = resistividade superficial do solo ($\Omega.m$);

A resistência interna do corpo humano (R_{CH}) é usualmente considerada de 1000 Ω , para tensões inferiores a 250 V [46]. Fazendo-se $b = 0,08m$ e $d = 1,0$ m que, substituídas nas respectivas equações, pode-se definir a tensão de passo ou de toque em função da resistividade superficial.

Para o cálculo da tensão de passo, a resistência de aterramento dos pés fica então definida como três vezes o valor da resistividade superficial [49]. Admite-se, entretanto, que os eletrodos estejam enterrados, no mínimo, a 50 cm da superfície.

$$V_T = (1000 + 1,64 * \rho_s) * I_{CH} \quad (5.5)$$

$$V_p = (1000 + 5,93 * \rho_s) * I_{CH} \quad (5.6)$$

Uma verificação das equações indica que os limites de tensão de toque são sempre inferiores aos limites estabelecidos para tensão de passo.

A alternativa para eliminar o risco de tensão de toque é a instalação de barreiras de modo a não permitir o acesso de pessoas ao condutor de descida do aterramento. Tal propósito é conseguido instalando eletroduto isolante para proteção do condutor de descida entre o transformador e o aterramento. De igual forma, o condutor deve possuir cobertura isolante no trecho entre a conexão do transformador até a primeira haste de aterramento.

A eliminação de risco por tensão transferida é conseguida com o seccionamento ou isolamento de qualquer parte metálica não energizada conectada aos eletrodos que ultrapasse a região de aterramento. Um exemplo importante de tensão transferida foi citado no *Capítulo Dois* que ocorre através da conexão entre o neutro do circuito primário e secundário do transformador que opera na condição de ausência do condutor neutro (contínuo e multi-aterrado) por ocorrência do furto deste condutor da rede elétrica.

Em relação à tensão de passo, há necessidade do controle dos gradientes de potencial nas proximidades do transformador com o objetivo de garantir tensões de passo aceitáveis no contato de pessoas e animais com as instalações. Este controle pode ser alcançado através de duas alternativas. A primeira delas é estabelecer um valor máximo de resistência de aterramento tal que permita que a elevação de potencial no ponto de injeção de corrente seja mantida dentro de limites aceitáveis para as condições de segurança para pessoas e animais. A segunda alternativa é buscar o controle dos gradientes de potencial através de arranjos geométricos adequados para a instalação do aterramento. Esse critério torna a busca de baixos valores de resistência de aterramento um parâmetro secundário.

Neste capítulo é apresentado um detalhamento das alternativas para se conseguir obter a manutenção dos potenciais gerados no aterramento dentro dos limites permissíveis. As alternativas dependem, em geral, do valor da resistividade do solo da região onde será instalado o MRT.

Para melhor entendimento do assunto, torna-se necessário dar abrangência aos conceitos de resistência de aterramento e resistividade do solo tratadas no âmbito de sistemas MRT.

5.2.1 Resistência de aterramento

Para se fechar um circuito MRT, é necessário o retorno da corrente de carga até a fonte pelo solo, o que ocorre através da injeção de corrente pelo aterramento. Nessa interface, a corrente elétrica passa de um meio de pequena resistência, como os eletrodos de aterramento, para o solo que o circunda, encontrando forte oposição, se comparado ao metal que constitui o eletrodo. Um tratamento conceitual detalhado sobre resistência de aterramento é encontrado na referência [46].

De modo geral, a resistência oferecida pela terra circunvizinha ao eletrodo é que define o valor da resistência de aterramento. As outras duas parcelas, (1) a resistência elétrica das conexões entre condutor de aterramento e eletrodo, mais a resistência do próprio eletrodo, e (2) a resistência de contato entre eletrodo e solo, são bem menores se comparadas com a resistência do solo circunvizinho, para condições adequadas de instalação de um sistema de aterramento [46].

O valor da resistência de aterramento depende de dois fatores principais:

- (i) Resistividade do solo adjacente aos eletrodos;
 - (ii) Geometria dos eletrodos, que engloba tanto as dimensões do sistema de aterramento quanto a forma e disposição geométrica dos eletrodos no solo.
-

A Equação 5.7 define, de forma simplificada, o termo resistência de aterramento.

$$R_{AT} = K * \rho_s \quad (5.7)$$

Onde:

K = variável que expressa a geometria (dimensão e forma) dos eletrodos (m^{-1});

R_{AT} = resistência de aterramento (Ω);

Para aplicações de sistemas MRT, se a variável ρ_s tem valor reduzido, o arranjo¹² do aterramento pode ser simples. Entretanto, se ρ_s for elevado, a instalação do aterramento deve ser projetada com base na variável K , tendo em vista promover arranjos geométricos diferenciados visando manter-se os potenciais de superfície dentro de limites aceitáveis, desvinculado da obtenção de reduzida resistência de aterramento. A redução da resistência pode ou não ser conseguida com determinado arranjo proposto.

5.2.2 Resistividade do solo brasileiro

A resistividade do solo pode apresentar variações consideráveis em função da formação geológica, do nível de compactação, do teor de umidade e de sais nele contidos, dentre outros fatores. Outro aspecto importante é que usualmente o solo apresenta-se estratificado em camadas de diferentes resistividades, não podendo ser tratado inicialmente como solo de características uniformes.

¹² Como premissa básica de segurança do aterramento para sistemas MRT, o aterramento deve ser isento de defeito mecânico devido a possibilidade de escavações nas proximidades do transformador. Para evitar tal ocorrência, o arranjo do aterramento em sistemas MRT é constituído por, no mínimo, três eletrodos em configuração delta, com dupla descida de condutor de aterramento pela estrutura [24,27]. Se um ou mesmo dois fios forem cortados, a continuidade do aterramento é mantida até a recomposição da parte afetada.

De uma forma geral, a resistividade do solo brasileiro é muito elevada em relação às resistividades de solos de outros países, particularmente em relação àqueles que inicialmente implantaram com sucesso o sistema MRT. Comparativamente, em países como Austrália e Nova Zelândia, o custo atribuído à confecção do aterramento é menor que no Brasil, já que uma simples configuração de três eletrodos pode fornecer resistência de aterramento adequada à segurança de operação do sistema MRT, conforme dados apresentados nas referências [50,51], enquanto no Brasil, obter valores adequados de resistência pode ser tarefa impraticável com uma malha de aterramento isolada.

Valores típicos de resistividade de algumas regiões brasileiras são apresentados na Tabela 5.1, embora estes dados constituem-se apenas numa referência, pois, em locais específicos, a resistividade medida pode se afastar muito das médias regionais, já que os tipos de solo não são claramente definidos. Além disso, a experiência mostra que, usualmente, são encontrados valores diferentes de resistividade para a mesma variedade de solo de localidades distintas [46].

Tabela 5.1 - Resistividades usuais de algumas regiões [46]

Região Brasileira	Valores típicos de resistividade do solo ($\Omega.m$)
Pernambuco	100 – 2.000
São Paulo	700
Paraná	200 – 1.000
Minas Gerais	2.450
Mato Grosso	500 – 2000

No caso de regiões que possuem solos de alta resistividade, podem ser necessários arranjos complexos ou extensos sistemas de aterramento para assegurar valor reduzido de resistência de aterramento. Isto determina o aumento considerável do custo das redes monofilares, podendo vir a inviabilizá-las economicamente caso deseje-se buscar este padrão de resistência de aterramento.

Por outro lado, quando não for possível obter resistências reduzidas de aterramento, há a alternativa de se buscar configurações de aterramento que mantenha dentro de limites aceitáveis os gradientes de potencial gerados pela injeção de corrente no aterramento.

5.3 Controle dos gradientes de potencial do aterramento MRT

Quando exposto às condições de risco citadas anteriormente (tensão de passo, tensão de toque e tensão de transferência), o corpo humano é percorrido por certa corrente elétrica, que pode resultar em diversos efeitos para o indivíduo, manifestando-se desde um simples formigamento a conseqüências graves como parada respiratória, fibrilação ventricular, queimaduras e até a morte.

A percepção de tais efeitos depende de muitos fatores, dentre os quais pode-se citar o percurso da corrente pelo corpo, a intensidade e tempo de duração do fenômeno bem como a diferença de potencial que a originou.

5.3.1 Limites de circulação de corrente pelo corpo humano

Limites similares de tolerância à circulação de corrente pelo corpo, a partir do qual haverá problemas fisiológicos, foram publicados por diferentes pesquisadores [47,52,53,54]. Leva-se em consideração o limite de corrente suportável pelo organismo que não provoque fibrilação ventricular.

Devem ser considerados, no mínimo, três eventos distintos em que o corpo humano pode ficar exposto a diferenças de potencial no aterramento devido às diferentes características de intensidade e duração:

- (i) Injeção de correntes de regime permanente (60 Hz);
- (ii) Injeção de correntes de faltas (fase-terra);
- (iii) Injeção de correntes impulsivas (descargas atmosféricas);

Em princípio, as condições críticas são encontradas justamente na faixa de frequência de 50 ou 60 Hz. Este limite pode ser expandido de forma conservadora para a faixa entre 15 e 100 Hz [46].

Para a condição de regime permanente, a corrente de 10 mA é tida como valor máximo até o qual uma pessoa consegue por si só largar a parte condutora com a qual mantém contato, ou mesmo deixar o campo de potenciais que provoque a passagem de tal corrente pelo corpo [47,55]. Neste caso, pode-se substituir “ I_{CH} ” por este valor nas Equações (5.1) e (5.2) para obter os limites de tensão de passo e de toque de longa duração para diferentes resistividades superficiais.

A impedância total do corpo é função da tensão aplicada, apresentando um valor de ordem não superior a 1.000 Ω (choque entre mãos ou entre uma mão e pé, do mesmo lado) para 95% da população e diferença de potencial superior a 200 V. O valor desta impedância é bem maior para tensões inferiores. De uma forma geral os efeitos em corrente contínua são muito menos pronunciados que os correspondentes em corrente alternada, o que aumenta consideravelmente os limiares de corrente para os mesmos efeitos considerados e minimiza a ocorrência de acidentes graves com este tipo de corrente [46].

Para tensões baixas (inferiores a 50 V), a impedância da pele exerce um papel importante na limitação da corrente. É definida como resistência de contato, da ordem de 50 $k\Omega/cm^2$ [27]. Para as condições de regime permanente de operação é esta resistência que define o valor da corrente que circula pelo corpo. Entretanto, na medida em que ocorre exposição a elevadas diferenças de potencial sua importância é diminuída, como no caso de surtos atmosféricos. Nos instantes iniciais, correntes impulsivas e de curta duração são praticamente limitadas pela componente interna da impedância, que tem a ordem de 500 Ω [46].

Para análise de ondas de corrente de curta duração ou impulsivas, pode-se recorrer à integração dos produtos “ $i.t$ ” ou “ $i^2.t$ ”, para se avaliar as probabilidades

de risco. Devido à curta duração do choque, os valores permissíveis de corrente são extremamente mais elevados em relação às correntes de frequência industrial [46].

Para as condições de falta, devem ser considerados a intensidade da corrente de falta e o tempo de atuação da proteção, conforme estudos de Dalziel utilizados na referência [47]. Nesta referência é recomendada uma relação entre a corrente permissível (valor eficaz) e o tempo de duração, dada pela Equação (5.8).

$$I_{CH} = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad (5.8)$$

Onde:

t = tempo limite de exposição (s);

A equação de Dalziel expressa o valor máximo de corrente além do qual há risco de fibrilação ventricular do coração, considerando-se um homem de 50 kg e correspondendo à não ocorrência de fibrilação em 99,5% dos casos, sendo aplicável na faixa de tempo (t) entre 0,03 e 3 s. A curva proposta pela equação, como a máxima tolerância que o corpo humano admite de circulação de corrente elétrica em condições de falta é apresentada na Figura 5.2.

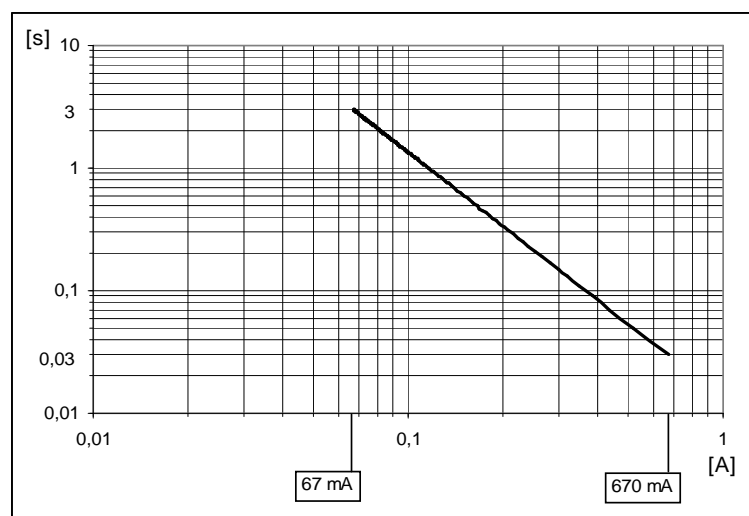


Figura 5.2 - Corrente admissível através do corpo humano [47]

Entretanto, a condição de falta de alta impedância não é contemplada pelos critérios da referência [47]. São faltas de baixas amplitudes de corrente que pode não ser percebida pelo equipamento de proteção, admitindo não haver praticidade em projetar proteção no aterramento contra choques menores, que causam dor, mas não causam ferimentos permanentes. Mesmo assim, um indivíduo exposto pode estar sujeito a correntes acima do limiar de contração muscular. No caso de sistemas MRT, há de ser considerada esta probabilidade já que no aterramento (elemento ativo do sistema) é injetada a corrente de carga de maneira ininterrupta.

5.3.2 Controle dos gradientes de potencial pelo valor máximo da resistência de aterramento – critério GPR

O critério básico de um projeto de aterramento aplicado em sistema MRT é o controle dos gradientes de potenciais dentro de limites aceitáveis. A alternativa proposta é promover adequada resistência de aterramento que não permita a elevação do potencial da malha de aterramento a níveis acima dos permitidos, denominando-se método GPR [56].

O controle dos gradientes de potencial pelo valor máximo de resistência de aterramento foi a metodologia empregada nos aterramentos de sistemas MRT australianos, de acordo com a referência [56]. Esta metodologia foi posteriormente utilizada por outros países, inclusive nas publicações da Eletrobrás transferida para as normas de diversas concessionárias brasileiras.

Na referência [34] são apresentadas considerações sobre as diferenças de potencial admissíveis para a segurança de pessoas, indicada em 150 V, em corrente alternada, como sendo perigosa para um homem tocar dois pontos energizados. Este é o limite de tensão fixado também pelas normas americanas [27]. Por outro lado, na citação da norma alemã pela referência [34], é indicado que a diferença de potencial não deve ultrapassar 40 V, quando se trata de locais úmidos. Este limite foi utilizado nos estudos elaborados pelos pesquisadores em sistemas MRT

australianos, definindo que há risco de acidentes quando há quedas de tensão no aterramento superiores a 40 V [33,56].

O valor da resistência de aterramento a ser conseguido deve ser tal que a diferença de potencial entre o eletrodo e o solo não ultrapasse 40 V [56]. O objetivo é não permitir a presença de gradientes de potencial superiores aos permissíveis entre os dois pés de um homem.

Com relação aos limites de diferença de potencial para animais, experiências realizadas revelaram que há possibilidade de risco de acidentes para gradientes de potencial na superfície do solo superiores a 12 V por metro linear nas imediações do aterramento do sistema [56].

O limite de 40 V representa o produto da resistência de aterramento pela corrente de carga. Dependendo da profundidade de instalação dos eletrodos, da geometria do aterramento e da resistividade do solo podem surgir no solo gradientes de potencial que proporcionem correntes superiores a 10 mA. Nesta perspectiva que foi empregado um coeficiente para definir o limite para uma diferença de potencial “segura” que, no caso de exposição, permita a circulação de corrente em níveis toleráveis pelo corpo humano sem risco de vida [56].

As referências [50,56] utilizam um fator de segurança “2” obtendo 20 V como limite de tensão entre o eletrodo e o solo (GPR 20 V). No Brasil, a referência [48] define de forma simplificada, que consideradas as condições mais adversas de solo, o critério é sempre satisfeito quando da limitação da elevação máxima de potencial nos aterramentos em 27 V. Essas considerações, no entanto, são válidas para condições normais, ou seja, com circulação da corrente de carga.

Admitindo-se que uma unidade transformadora MRT opere com carga em regime nominal, a elevação máxima de potencial no aterramento de um

transformador MRT será diretamente proporcional ao módulo da resistência de aterramento observada.

$$E_{AT} = R_{AT} * I_{INJ} \quad (5.9)$$

Onde:

E_{AT} = elevação de potencial no aterramento;

I_{INJ} = corrente injetada no aterramento, seja em condições de regime permanente ou em condições de transitórios lentos (curtos-circuitos).

Considerando-se um GPR de 27 V como a elevação máxima de potencial nos sistemas de aterramento a plena carga, de acordo com as tensões monofásicas derivadas de trifásicos padronizados, têm-se os seguintes valores para resistência dos aterramentos, conforme Tabela 5.2 (valores expressos em [Ω]).

Tabela 5.2 - Limites de resistência para aterramento de transformadores MRT [48]

Tensão [KV]	Transformadores [kVA]				
	3	5	10	15	25
19,919	100,0*	100,0*	53,1	35,4	21,2
13,279	100,0*	70,8	35,4	23,6	14,2
7,967	71,0	42,5	21,2	14,2	8,5

* Valor limitado em função do escoamento de surtos; tal valor não garante a não interrupção em todos os casos, em face da variação da TSI das estruturas e da corrente de descarga.

5.3.3 Controle dos gradientes de potencial de superfície através de configurações geométricas de aterramento

A comparação dos limites de resistência de aterramento da Tabela 5.2 com os valores médios de resistividade de solo brasileiros da Tabela 5.1 indica, numa análise preliminar, a necessidade de construção de malhas de aterramento de grande extensão para se atingir os valores especificados de resistência de aterramento.

No item 5.3.2 foi analisado o critério aqui denominado de GPR 27 V para aterramento MRT. Evidenciou-se que o controle dos potenciais baseava-se em valores reduzidos de resistência de aterramento. Esta técnica foi implantada com sucesso na Austrália e posteriormente transferida para o Brasil.

A aplicação deste critério em solos australianos é de fácil entendimento. Procede-se uma análise da Equação (5.6) que indica quanto menor a resistividade superficial do solo, menor será a tensão de passo admissível. Tomando-se como base os valores de resistividade usuais de solos australianos¹³, constata-se que elevações de potenciais no eletrodo próximas a 40 V podem ser perigosas para solos de 300 Ω .m, o que evidencia este limite de tensão definido na referência [56].

Um fator de segurança (2) foi aplicado sobre este limite para eximir qualquer possibilidade de risco de acidentes com pessoas e animais. Entretanto, tal medida pode-se dizer, não gerou custo associado já que simples eletrodos cravados no solo australiano (de baixa resistividade) já disponibilizavam resistências de aterramentos adequadas.

Mesmo com características de solo diferentes dos verificados naquele país, foi utilizado o critério do GPR por normas técnicas brasileiras, sobretudo na referência [48], com única diferença de ajuste do fator de segurança em (1,48) definindo como 27 V o limite de elevação de potencial no eletrodo de aterramento, o que restringiu sobremaneira o uso deste sistema no Brasil.

Exceções garantidas, a maioria das concessionárias de energia utilizou as especificações técnicas da Eletrobrás como padrão, o que onerou os custos de construção dos aterramentos locais, fazendo com que o uso deste sistema fosse

¹³ Na referência [01] são apresentados resistividades usuais de solos australianos, estratificadas para diferentes tipos de terrenos, variando de 30 a 300 Ω .m, com algumas exceções admitidas para relevos montanhosos caracterizados por resistividade da ordem de 1000 a 3000 Ω .m.

desestimulado face à necessidade de elevados custos para obtenção de malhas de aterramentos adequadas.

Retratando as resistividades médias de solos brasileiros, estratificou-se em diferentes limites de tensão de passo, apresentados na Tabela 5.3 com base na Equação (5.6).

Tabela 5.3 - Tensões de passo admissíveis em função da resistividade do solo

Resistividade [$\Omega.m$]	Tensão de passo [V]
500	40
1.000	70
1.500	100
2.000	130
2.500	160
3.000	190

Neste contexto, apresenta-se uma metodologia de cálculo de limite de resistência de aterramento para transformadores MRT com base nas normas IEEE-80 [47] e IEEE-81 [49]. A metodologia emprega a aproximação potencial constante no aterramento MRT assim como define a resistência de aterramento dos pés como função da resistividade superficial onde se encontra o aterramento.

O cálculo de malhas de aterramentos com base no método da IEEE-80 fundamenta-se basicamente nas seguintes hipóteses:

- (i) A distribuição da corrente é considerada uniforme em todos os condutores da malha;
- (ii) O espaçamento entre os condutores em ambas as direções é considerado constante;
- (iii) O solo é considerado homogêneo (representado por um único valor de resistividade).

Essas hipóteses apresentam desvios flagrantes com a implicação de valor constante para o campo elétrico ao longo de toda a superfície de um eletrodo. De acordo com esta formulação, o campo nas extremidades do eletrodo é idêntico àquele da superfície intermediária do condutor.

Contudo, no projeto de malhas de aterramento de subestações cujas dimensões não sejam por demais extensas, e para fins de atendimento às solicitações elétricas em que as variações seja relativamente lentas (frequências representativas não muito diferentes da frequência fundamental dos sistemas elétricos de potência), é válida a aproximação do potencial constante ao longo dos eletrodos da malha [57].

Nessas condições, considera-se que a impedância longitudinal dos eletrodos condutores tem valor tão reduzido, que a queda de tensão ao longo deles pode ser desprezada. As malhas de aterramento de subestações de distribuição atende este requisito, viabilizando a simplificação através da aproximação do potencial constante em qualquer ponto da malha de aterramento.

Quanto ao cálculo da resistividade do solo, a redução da estratificação do solo na forma de duas camadas paralelas com resistividades diferentes e espaçamento definido é um procedimento que oferece suficiente precisão para caracterizar o solo em função de suas resistividades [58]. Entretanto, este procedimento pode ser complexo no caso de solos de várias camadas.

Na prática, o método mais empregado para medição de resistividade do solo é método de Wenner. Este método foi concebido para medição da resistividade de um solo homogêneo. Usando a configuração indicada em [38,49] para diferentes espaçamentos (a_i) das quatro hastes se obtém a resistividade (ρ_i) estimada para aquele solo. Entretanto, foram desenvolvidos procedimentos baseados na Teoria das Imagens que permitem definir um modelo de solo estratificado em camadas horizontais a partir dos resultados da medição de Wenner. Assim, a partir de um conjunto de medições ($\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$) locais para diferentes espaçamentos (a_1, a_2, \dots, a_n) se

obtem um modelo de solo de várias camadas (ρ_i) com profundidades (h_i): (ρ_1, h_1) , $(\rho_2, h_2), \dots, (\rho_n, h_n)$. Usualmente, procede-se à redução desse modelo a um equivalente de uma única camada de resistividade “ ρ ”.

Embora a não-homogeneidade do solo influencie na intensidade com que os potenciais vão se estabelecer na superfície, o que depende mais diretamente da resistividade superficial, a referência [49] estipula que se pode considerar a resistência de aterramento dos pés como sendo três vezes o valor da resistividade superficial, de modo a simplificar os cálculos. Essa simplificação foi empregada anteriormente na formulação das Equações (5.5) e (5.6).

Necessariamente, deve-se instalar o aterramento numa profundidade não inferior a 50 cm, conforme recomendações da referência [55]. Esta referência também indica como alternativa de controle dos potenciais de superfície, o isolamento de um metro da haste a partir da extremidade superior e a adoção de eletrodos de engastamento profundo, como por exemplo, hastes emendadas de comprimento 6 metros.

Três situações de operação do sistema devem ser observadas: injeção de corrente de carga em regime permanente, injeção de corrente no aterramento na ocorrência de falta no sistema e injeção de corrente proveniente de surtos atmosféricos. Nas situações previstas, um conjunto inicial de sete condições deve ser analisado, dentre as quais, deve ser adotado o menor dos valores de resistência para o aterramento definido em cada condição. Contudo, configurações geométricas para o aterramento podem ser aplicadas de modo a equalizar os potenciais gerados na superfície proporcionando redução de custos com materiais.

Das Equações (5.6) e (5.9) define-se o limite de R_{AT} para as quatro primeiras condições, simplificadas na Equação (5.10).

$$R_{AT} = \frac{I_{CH} * (1000 + 6 * \rho_s)}{I_{INJ} * P\%} \quad (5.10)$$

Onde:

$P\%$ = máxima diferença percentual em relação ao potencial do aterramento. Na área interna compreendida pela configuração do aterramento é definido como $PD\%$. Na região imediatamente fora da área compreendida pela configuração do aterramento é definido como $PF\%$.

As constantes $PD\%$ e $PF\%$ são determinadas na prática, sendo valores de 10% os adotados com maior frequência. Como exemplo, na Tabela 5.4 são apresentados alguns valores extraídos da referência [55] na configuração de aterramento com um metro de profundidade.

Tabela 5.4 - Diferenças percentuais máximas em relação à tensão eletrodo-solo [55]

Configurações	$PD\%$	$PF\%$
Um ou mais condutores em forma de anel	7	11
Condutor em forma de anel associado a hastes verticais	6	13
Condutor em forma de anel associado a condutores horizontais	8	9
Condutor horizontal	15	19
Condutores horizontais radiais (até 7 radiais)	8	4
Condutores horizontais radiais (8 radiais)	11	13

Condição Um: o valor limite de resistência de aterramento é considerado quando há exposição do ser humano a potenciais na região interna da malha de aterramento gerados pela injeção da corrente de carga no aterramento. Como o transformador pode ser dimensionado para operar com 150% de carregamento, faz-se I_{INJ} como a corrente de carga nominal do transformador acrescido de 50% e I_{CH} igual a 10 mA (limite de corrente circulando pelo corpo humano).

Condição Dois: o valor limite de resistência de aterramento é considerado quando há exposição do ser humano a potenciais na região imediatamente externa da malha de aterramento gerados pela injeção de corrente de carga no aterramento. Demais parâmetros, conforme Condição Um.

Condição Três: o valor limite de resistência de aterramento é considerado quando há exposição do ser humano a potenciais dentro da malha gerados pela injeção de corrente de falta no aterramento. Em condições de falta, substitui-se I_{CH} pela Equação (5.8) e I_{INJ} é a corrente de falta injetada no aterramento.

Condição Quatro: o valor limite de resistência de aterramento é considerado quando há exposição do ser humano a potenciais na região imediatamente externa da malha de aterramento gerados pela injeção de corrente de falta no aterramento. Em condições de falta, substitui-se I_{CH} pela Equação (5.8) e I_{INJ} é a corrente de falta injetada no aterramento, assim como na Condição Três.

A referência [38] indica que os menores valores de curto-circuito que poderão gerar potenciais de superfície para provocar fibrilação ventricular podem ser da ordem de 1,0 kA, dependendo da resistividade superficial do solo, já aplicado um coeficiente de segurança.

Em alimentadores radiais típicos de distribuição que atende áreas mistas (urbanas e rurais), a corrente de falta fase-terra tem decréscimo acentuado na medida em que se afasta do barramento da subestação. Como exemplo, se no barramento de uma subestação 13,8 kV, a amplitude deste tipo de falta é da ordem de 10 kA, após 3,0 km de rede construída com condutor 170 mm², a amplitude é reduzida a 4,0 kA. Se o circuito for estendido a 7,5 km, verifica-se a redução da amplitude de falta a 1,0 kA [59].

Na maioria dos casos, a construção de derivações MRT a partir de redes de distribuição radiais existentes é verificada nas extremidades desses circuitos, de

modo que amplitudes de corrente de falta inferiores a 100 A são facilmente observáveis. Condições particulares de conexão de derivações MRT nas proximidades de subestações deve ser objeto de estudo específico. A referência [33] indica que valores usuais de correntes de falta encontrados nas extremidades de circuitos MRT são da ordem de 30 a 50 A. Contudo, entende-se como parâmetro básico de proteção que a intensidade de corrente de falta na extremidade de um circuito elétrico seja suficiente para promover a sensibilização dos equipamentos de proteção.

Tomando-se como referência as curvas dos fusíveis padronizados para as potências de transformadores monofásicos típicos (3 a 25 kVA), e admitindo-se como condição severa de exposição de uma pessoa no aterramento no intervalo de um segundo, têm-se os valores estimados de corrente de extinção de arco na Tabela 5.5. O intervalo de um segundo é admitido como o tempo máximo para a interrupção da corrente de curto-circuito pelo elo fusível [40].

Tabela 5.5 - Limites de corrente para extinção do arco elétrico [40]

Potência [kVA]	Tensão [kV]	Elo fusível	Corrente (I_F)* [A]
3	7,967	1 H	20
	13,297	1 H	
5	7,967	1 H	
	13,297		
	19,919		
10	7,967	2 H	
	13,297	1 H	20
	19,919		
15	7,967	3 H	35
	13,297	2 H	
	19,919	1 H	20
25	7,967	5 H	35
	13,297	3 H	
	19,919	2 H	
* Corrente necessária para ruptura do elo fusível em 1 segundo			

Condição Cinco: define a resistência de aterramento que estabelece a máxima diferença de potencial suportável por um animal na situação de corrente de carga para pontos externos da configuração do aterramento.

$$R_{AT} = \frac{\Delta V_{GADO}}{I_{INJ} * P\%} \quad (5.11)$$

Onde:

ΔV_{GADO} = a diferença de potencial suportável para bovinos é 12 V/m, o que admite uma máxima diferença de potencial entre as patas em 18 V [55];

Condição Seis: em sistemas MRT, admitindo-se a possibilidade de ocorrência de uma falta interna no transformador, que define uma impedância de transformador praticamente nula, a corrente de falta é limitada pela impedância do condutor da rede elétrica e pela resistência de aterramento. Conhecendo-se a corrente de curto-circuito no ponto elétrico, pode-se definir a resistência de aterramento mínima necessária para que ocorra o rompimento do fusível no tempo definido na Tabela 5.5, conforme Equação (5.12):

$$R_{AT} = \left(\frac{V_F}{I_F} \right) - \left(\frac{V_F}{I_{CC}} \right) \quad (5.12)$$

Onde:

I_F = corrente de falta mínima para fusão do elo fusível (A) extraída da Tabela 5.5;

I_{CC} = corrente de curto-circuito no ponto elétrico (A);

Para esta condição admite-se também que os aterramentos¹⁴ primários e secundários não estejam interligados (pior situação em regime de falta). Como a proteção dos transformadores de 10 kVA e acima necessitam de uma amplitude de corrente acima de 35 A para fusão do elo nas condições impostas, níveis de curto-

¹⁴ No item (5.4) são detalhadas as configurações usuais de aterramento para sistemas MRT.

circuito abaixo deste limite devem ser evitados pela concessionária. Este limite de corrente de curto-circuito não é situação particular do MRT. Para definir resistência máxima de aterramento na Condição Seis, admite-se corrente mínima de falta com intensidade de 50 A.

Condição Sete: como critério de segurança de pessoas e desempenho das estruturas frente a surtos atmosféricos, a resistência de aterramento não deve ultrapassar o limite de 100 Ω estipulado conforme referência [45].

Como exemplo de aplicação, admite-se um caso hipotético de cálculo de resistência de aterramento para um transformador de 5 kVA em tensão 7,967 kV. Com esta potência de transformador é possível atender até 95% das propriedades rurais. A tensão 7,967 kV foi utilizada por ser a que representa maior injeção de corrente no aterramento em regime permanente para uma mesma potência de transformador. O solo possui resistividade superficial de 1000 Ω .m onde os efeitos das camadas inferiores são desprezados. O aterramento é projetado de modo que as hastes de aterramento sejam instaladas a 50 cm de profundidade. Admitiu-se também que as constantes $PD\%$ e $PF\%$ têm mesmo valor, 10%. O nível de curto-circuito fase-terra no ponto elétrico é 200 A. Levando em consideração a pior condição de falta, ou seja, uma falta interna no transformador com impedância zero, haverá circulação da corrente de falta pelo aterramento. Logo, a amplitude da falta é limitada pela impedância da rede e pela resistência de aterramento do transformador, calculada em 57 A. O elo fusível de proteção do transformador é especificado 1 H, com limitação de fusão em 20 A no intervalo de um segundo. Nas condições apresentadas, o valor máximo da resistência de aterramento que atenda as condições apresentadas é 100 Ω atendendo Condição Sete.

No caso hipotético de solo com resistividade superficial de 1000 Ω .m, se fosse utilizado o critério GPR 27 V no exemplo, a resistência de aterramento estaria limitada a 42,5 Ω , ou seja, 2,35 vezes menor. A título de comparação, para se conseguir uma resistência de aterramento de 100 Ω em solos de 1000 Ω .m são

necessárias cinco hastes de aterramento alinhadas (tipo cantoneira aço zincado, medidas 25x25x5x2400 mm, espaçadas 3,0 m) enquanto a obtenção de 42,5 Ω são necessárias mais de 12 hastes alinhadas. Economicamente, a redução de custos com materiais e mão-de-obra de construção é bastante pronunciada.

Em todos os casos, as características do solo são importantes, visto que, os potenciais que ocorrem na configuração do aterramento vão se estabelecer na superfície com maior ou menor intensidade, a depender da resistividade superficial.

Com base nos resultados apresentados e nas conclusões das referências [38,55,56] torna-se viável utilizar os solos de resistividade superficial elevada como um atenuante entre os potenciais gerados na extremidade do eletrodo e os verificados na superfície.

Embora sem empregar a metodologia para determinação da resistência máxima em situação de correntes de falta ou mesmo sem nenhuma justificativa apontada, a maioria das concessionárias que empregam o MRT utiliza, nas respectivas normas, como referência os valores da Tabela 5.2, como pequenos desvios verificados, devido aos diferentes limites de queda de tensão no aterramento empregados nestas normas, situando-se na faixa 25 a 32 V. Exceções são verificadas na norma DE/001/TC da CESP.

Como premissa básica do sistema MRT é a redução de custos, utilizar configurações de aterramento adequadas para o controle dos gradientes de potencial pode resultar numa alternativa de menor custo nas condições brasileiras.

A necessidade de se pesquisar configurações de aterramento de geometria diferente com o objetivo definido de controlar os potenciais incorpora uma maior complexidade de cálculo, uma vez que as configurações podem apresentar soluções analíticas difíceis de serem obtidas. Definido os parâmetros de interesse, algoritmos

empregando a Teoria das Imagens permitem solução em tempo adequado de processamento.

Mesmo que obtidas tais formulações, elas não deixariam de ser aproximadas, face à suposição assumida, de distribuição uniforme de corrente em toda configuração, como descrito na referência [55]. Uma prática comum entre os autores, aceita talvez pela facilidade que a mesma traz aos cálculos dos aterramentos, é a de supor uma distribuição uniforme de corrente nos condutores. Entretanto, a resistência própria dos condutores é desprezível em relação à dificuldade que as correntes encontrarão ao penetrarem no solo. Chega-se à conclusão de que as superfícies desses condutores comportam-se como equipotenciais. Com raras exceções, as superfícies equipotenciais dos condutores impõem a condição de não-linearidade na distribuição de correntes (distribuição real). Essa condição não representa um parâmetro importante quando da determinação das resistências de aterramento e, mesmo das resistências mútuas entre condutores. Entretanto, é fator importantíssimo no cálculo dos potenciais gerados numa malha de aterramento [55,57].

No LRC¹⁵ foram desenvolvidos algoritmos para estudo dos gradientes de potencial gerados em diferentes configurações de aterramento, seja em baixa ou alta frequência, com todos os subsídios necessários para se projetar configurações de malhas de aterramento adequadas, inclusive com publicação de trabalhos [57,60] na área de interesse.

¹⁵ LRC – Lightning Research Center. Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas (resultado da parceria UFMG-CEMIG).

5.4 *Filosofias de aterramentos utilizadas em MRT*

Observado o requisito de controle de potenciais na superfície do solo onde se instala o aterramento, torna-se oportuno apresentar as filosofias de aterramento aplicadas em sistemas MRT.

Por motivos de segurança, a referência [24] definiu a instalação de dois condutores de descida em posições diametralmente opostas no poste para o aterramento. Estes condutores são interligados na descida da rede ao aterramento a partir de três metros de altura.

Citado anteriormente, o aterramento mais simples executado em sistemas MRT é o construído com três hastes de aterramento onde os condutores formam um anel em forma de delta. A finalidade é a de assegurar que com um, ou mesmo dois fios cortados, a continuidade do aterramento seja mantida.

As condições ideais de segurança podem ser atingidas através do emprego individual ou combinado de um dos critérios listados abaixo:

- (i) Aterramentos independentes;
- (ii) Aterramento único;
- (iii) Interligação entre aterramentos próximos (neutro parcial).

5.4.1 *Aterramentos Independentes*

Nesta alternativa, em cada transformador de distribuição são executados dois aterramentos distintos e não conectados. A um deles, normalmente denominado "Aterramento Primário", são interligados o terminal terra do enrolamento primário do transformador, o terminal de aterramento da carcaça e o dispositivo pára-raios instalado. O outro aterramento, denominado "Aterramento Secundário", destina-se, exclusivamente, à conexão do neutro da rede de baixa tensão.

A principal vantagem dessa alternativa é a manutenção das condições de segurança quando do rompimento do condutor de aterramento, independente de qualquer exigência complementar no que se refere aos valores de resistência dos demais aterramentos secundários (de rede e consumidores). Nesses casos, se ocorrer a perda da conexão entre o transformador e o aterramento primário, haverá sempre a desenergização da carga. Recomenda-se a utilização dessa prática principalmente nos casos de transformadores de distribuição destinados a atender uma única carga.

Os aterramentos devem ser mantidos suficientemente afastados de modo a evitar-se, ou minimizar, a superposição aos potenciais de correntes no aterramento primário. Esta distância mínima entre os aterramentos é definida em 25 metros na referência [24].

5.4.2 Aterramento Único

Consiste na execução, em cada transformador de distribuição, de um único aterramento ao qual é interligado o terminal terra do enrolamento primário do transformador, o terminal de aterramento da carcaça, o dispositivo pára-raios e o condutor neutro da baixa tensão. Ou ainda, o aterramento do circuito primário é conectado fisicamente ao aterramento da rede secundária por meio de um condutor neutro.

Tal prática vincula, contudo, a manutenção de condições de segurança, no caso de rompimento do condutor de aterramento, à existência de outros aterramentos ao longo da rede de baixa tensão, cujo valor de resistência equivalente seja menor ou igual ao valor máximo admissível para o aterramento do transformador.

Outro aspecto desfavorável de adoção desta prática está relacionado com a elevação de potencial no sistema de aterramento quando for utilizado o critério de controle de potenciais de superfície, em detrimento ao controle do valor da resistência de aterramento. A interligação do condutor neutro da baixa tensão

poderá provocar a transferência do potencial do aterramento do transformador a pontos internos da unidade consumidora, trazendo riscos às pessoas. Esta é a mesma situação descrita no *Capítulo Dois* na ocorrência de furto de neutro num sistema MRN.

Em função do exposto, a filosofia de aterramento único no transformador, torna-se mais adequada para os casos em que dos seus terminais secundários seja derivada uma rede para atendimento a um conjunto de consumidores, cuja resistividade equivalente não permita que, em condições nominais de carga, a elevação de potencial no condutor neutro seja superior a 10 V, para que as condições de segurança imposta pela referência [61] não sejam negligenciadas.

5.4.3 Interligação entre aterramentos próximos (neutro parcial)

Basicamente é a mesma prática do MRT com neutro parcial apresentado no *Capítulo Três*. É empregado em situações de solo com altas resistividades, que exige maiores esforços para se obter condições seguras de operação do sistema. Se houver a alternativa de pontos de aterramentos de circuitos primários próximos, torna-se recomendável a interligação destes como recurso para a viabilização das condições de segurança. Em geral, pode-se obter redução dos custos na confecção individual dos aterramentos.

Nessas circunstâncias, caso a opção seja a busca de adequada resistência de aterramento, as exigências relativas à resistência de cada ponto de aterramento passam a ser exigidas da equivalência dos demais aterramentos interligados, embora para condições de injeção de correntes de surtos atmosféricos, pontos distantes pouco contribuem para a impedância equivalente do aterramento.

5.4.4 Aspectos determinantes para definir a interligação de aterramentos.

Num circuito MRT, há sempre a necessidade de dois pontos intencionais de aterramento. Apresentam-se as razões que determinam a interligação ou não por meio de condutores.

O aterramento “primário” é projetado nos pontos de instalação dos transformadores de isolamento, quando existir, e nos transformadores de distribuição.

Para o aterramento da rede secundária, quando são utilizados aterramentos independentes, o fator preponderante é a proteção contra sobretensões, uma vez que não havendo constantes escoamentos de correntes para a terra, este aterramento não é feito de forma criteriosa [48]. Assim, o aterramento de baixa tensão deve ser entendido como um simples vínculo a terra, podendo ser construído com uma malha de três hastes, não importando, nesse caso, o valor da resistência de terra.

Recomenda-se sempre que o terminal neutro de baixa tensão do transformador monofásico seja vinculado a esses aterramentos e nunca ao poste do transformador para evitar a transferência de potenciais da rede primária para a rede secundária e instalações de consumidores em condições de regime permanente (60 Hz).

Para assegurar que não ocorrerá a superposição de potenciais entre os aterramentos exige-se a distância de 25 metros entre estes aterramentos, embora não possa ser restringida a hipótese de transferência de potencial pelo acoplamento capacitivo interno dos enrolamentos primário e secundário do transformador, na ocorrência de injeção de corrente de surtos atmosféricos no aterramento primário.

Para as condições de solo australiano, a norma técnica aplicada para MRT naquele país só admitia a interligação dos sistemas de aterramento primário e secundário se a resistência de terra do sistema combinado for menor que 1Ω [50].

Para as condições de solo brasileiro, esta condição é impossível de se obter com aterramentos de pequena proporção e isolados, por exemplo.

A não interligação dos sistemas de aterramento MRT, defendida por alguns autores, baseia-se no fato de que na hipótese de se admiti-los interligados, se o aterramento secundário possuir resistência maior ou igual ao do aterramento primário e ocorrer a ruptura ou corte do condutor de descida do aterramento primário, o padrão de entrada do consumidor sofrerá uma elevação de potencial que poderá causar acidentes com pessoas.

Outra consequência é a elevação, em regime permanente, do potencial do condutor neutro da baixa tensão, gerando potenciais de transferência nas instalações elétricas internas das unidades consumidoras. Os riscos com potenciais de toque, como informado anteriormente, são eliminados com a instalação de eletrodutos que não permitam o contato direto com o condutor de descida para o aterramento instalado na base do poste.

Quanto às sobretensões de origem atmosférica, interligados ou não, a injeção de correntes de surtos pode provocar a transferência de surtos do primário para secundário. Se interligados, a elevação de potencial na malha de aterramento primária é transferida via condutor de aterramento para o circuito secundário do transformador [62]. Por outro lado, se o neutro do circuito primário não for interligado ao neutro do circuito secundário (potenciais diferentes), sobretensões atmosféricas podem ser induzidas no circuito secundário através do acoplamento indutivo-capacitivo do transformador.

Admitindo-se que o tanque do transformador esteja interligado ao cabo de aterramento, constata-se que o nível da sobretensão no circuito secundário está diretamente associado à suportabilidade dielétrica do transformador [44]. O arranjo pode ser observado na Figura 5.3.

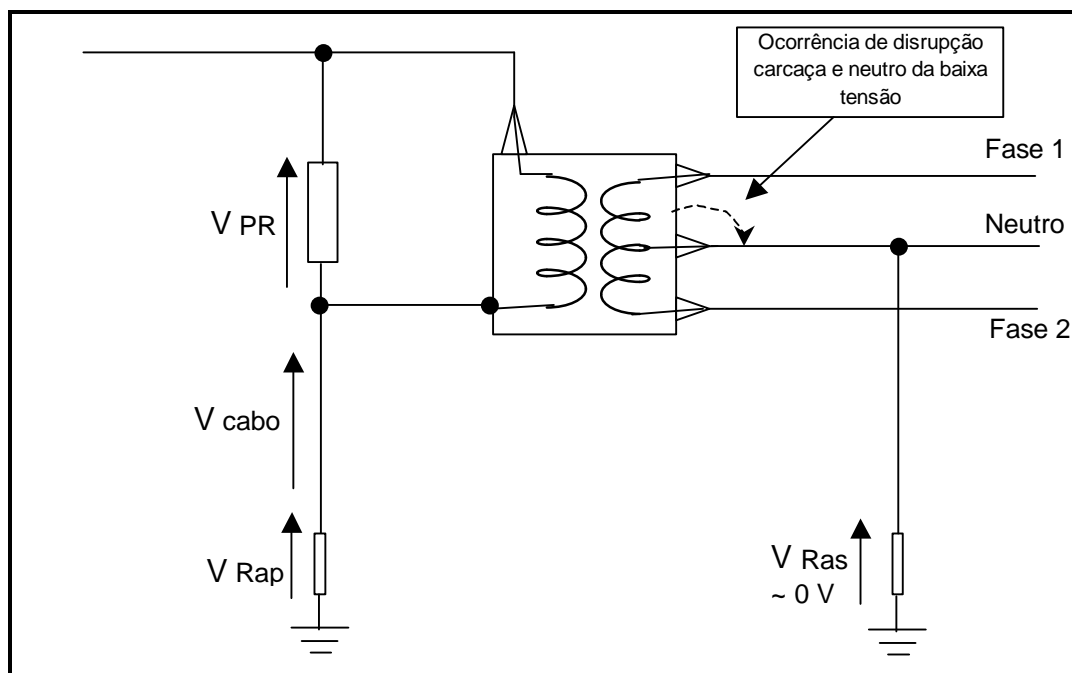


Figura 5.3 – Mecanismo de transferência da sobretensão por disrupção no circuito primário

Se houver escoamento pelo aterramento de um transformador de determinado surto atmosférico, haverá elevação do potencial do aterramento (V_{Rap}) assim como um potencial (V_{cabo}) no condutor de interligação do para-raios e aterramento. Além destas parcelas, haverá uma tensão residual no para-raios (V_{PR}). O potencial do tanque do transformador é a soma vetorial da elevação de potencial na resistência de aterramento e no condutor de descida. As análises a seguir foram extraídas da referência [44].

Quando as condições são tais que não ocorre qualquer disrupção no transformador, a sobretensão na baixa tensão atinge um valor da ordem de 2 kV. Isto se deve a capacitâncias entre enrolamentos e massa do transformador. Quando o potencial do tanque assume valores de tensão elevados (da ordem de algumas dezenas de kV), que são diretamente proporcionais a amplitude de tensão incidente e da resistência de aterramento primária, e estando a bucha do neutro secundário referenciado ao “terra remoto” através da conexão com a resistência de aterramento do circuito secundário ($V_{Ras} \sim 0V$), o isolamento da bucha é vencido, ocorrendo disrupção entre o cabo de aterramento primário e o neutro secundário, implicando numa falha transitória.

A pior situação se verifica quando a sobretensão ultrapassa a suportabilidade dielétrica dos enrolamentos de baixa tensão, ocasionando uma falha permanente no equipamento. Assim, seria necessário manter o valor da resistência de aterramento menor que 5Ω , valor não conseguido na prática com aterramentos isolados, como no sistema MRT.

Se, em regime permanente, a interligação dos aterramentos não deve ser executada para que não seja gerada condição insegura por potenciais de transferência, manter os aterramentos desinterligados também pode acarretar sério risco às instalações internas de consumidores, bem como aos equipamentos da rede frente a surtos atmosféricos.

A interligação dos aterramentos como proteção do transformador contra surtos atmosféricos deve ser objeto de estudo específico, pois manter os aterramentos interligados incorrerá em construir malhas de aterramento no padrão do método GPR 27 V o que implica em custos elevados. Não sendo objeto de estudo desta dissertação, há duas hipóteses a serem analisadas neste âmbito:

- (i) Instalação de pára-raios nos terminais secundários do transformador de forma a minimizar os efeitos da transferência de sobretensões pelo acoplamento capacitivo protegendo o equipamento [62];
- (ii) Instalação de pára-raio entre o condutor neutro da baixa tensão e o aterramento primário. Caso for excedida a tensão entre os dois pontos, o pára-raios “grampearia” a tensão não permitindo a danificação do transformador.

Uma análise preliminar indica a necessidade de executar melhoria no aterramento do circuito secundário, buscando-se valores adequados de resistência de aterramento para não permitir sobretensões elevadas nos circuitos internos da unidade consumidora pela transferência do surto atmosférico via pára-raios.

Este tema, pela importância que determina, é tratado como proposta de continuidade deste trabalho uma vez que há necessidade de aprofundar a investigação para avaliar as alternativas apresentadas.

5.5 Relatos práticos sobre aterramentos MRT

Na revisão bibliográfica [09,29,63] foram observadas diversas experiências práticas relatadas a partir de constatação em campo sobre o aterramento MRT aplicados pelas concessionárias. A base das normas técnicas para sistemas MRT elaboradas por diferentes concessionárias foram os relatórios de eletrificação rural da Eletrobrás, direcionados a este tipo de sistema de distribuição de energia.

Por sua vez, estes relatórios foram fortemente influenciados pelas normas técnicas de outros países, dentre os quais, Austrália, Nova Zelândia e Canadá, citando-se as referências [50,56]. Entretanto, verificou-se que a tecnologia importada não sofreu uma adaptação de conceitos às condições brasileiras para serem constituídos os relatórios da Eletrobrás, dentre as quais pode-se destacar os valores médios de resistividade do solo.

Assim, empregou-se o mesmo critério de controle dos potenciais no aterramento através da redução da resistência a valores normalizados de acordo com a potência do transformador e tensão de fornecimento. Esta alternativa, para a maioria dos casos, como apresentado na referência [55], torna onerosa a confecção do aterramento.

Em aplicações de sistemas MRT em solos de resistividade elevada, como os encontrados no Brasil, é recomendado a opção por soluções que priorizem os valores de potenciais de superfície ao invés de valores de resistências de aterramento na busca de manter dentro de limites adequados a tensão de passo, a tensão de toque e a tensão de transferência, reduzindo-se os custos de implantação do sistema.

Na revisão bibliográfica, verificou-se que diversos critérios são praticados por diferentes concessionárias. Cita-se o desenvolvimento de estudos apresentados na década de 80 por algumas concessionárias bem como as premissas adotadas por outras concessionárias que implantaram o sistema MRT [29,48].

Certas concessionárias preferiram realizar uma análise prévia do tipo de solo na região em que se pretendia construir redes monofilares, antes de se decidirem pelo tipo de sistema monofásico que seria utilizado. Foi o caso das concessionárias CATAGUAZES (Companhia de Força e Luz Cataguazes Leopoldina) e CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) que aboliram o uso deste sistema. A inviabilidade da implantação do sistema MRT foi justificada com a apresentação de estudos técnicos onde apontava o elevado valor de resistividade do solo de Minas Gerais como situação impraticável para se conseguir valores seguros de resistência de aterramento a custos exequíveis [25,26].

Outras concessionárias partiram do princípio que valores de resistividade do solo não inviabilizava implantação do MRT, e recomendaram a análise somente para os casos de desconhecimento das características do solo, como é o caso da antiga concessionária Companhia Energética de São Paulo - CESP. Optou-se por soluções que priorizaram os valores de potenciais de superfície ao invés de valores de resistências de aterramento [64].

Já a COPEL, pioneira de implantação de tais sistemas no Brasil e possuidora da maior extensão de redes monofilares com retorno por terra dispensa a avaliação prévia da resistividade do solo. Também é o caso da LIGHT, que construiu redes monofilares a partir de 1982.

Um dos fatores que favoreceram a implantação de sistemas MRT pela COPEL sem conhecimento prévio da resistividade do solo pode ser função da tensão de fornecimento padrão adotada (19,919 kV) além de solos com características de baixa resistividade (200 - 1000 $\Omega.m$) quando comparados com solos característicos de

outros Estados brasileiros. Admitindo-se solos de resistividades semelhantes, pelo método do controle de potenciais através de limite de resistência de aterramento, concessionárias que empregam tensão de fornecimento 19,919 kV têm custo, no mínimo, 2,5 vezes menor com o aterramento do transformador do que aquelas que empregam tensão de fornecimento 7,967 kV. A justificativa é de fácil entendimento: a corrente injetada no aterramento de um transformador que opera na tensão 19,919 kV é 2,5 vezes menor comparando-se equipamentos de mesma potência nominal. Para se manter a elevação de potencial em 27 V, a resistência de aterramento do transformador de 19,919 kV pode ser maior, resultando em menor custo de aterramento.

Para se obter a resistência de aterramento adequada, cada concessionária tratou do problema de redução deste parâmetro de acordo com técnicas próprias de solução. Em experiências de campo, a maior preocupação estava relacionada à medição da resistência de aterramento. Não havia instruções para avaliar os potenciais de passo resultante de uma determinada configuração de aterramento. A discrepância de padrão entre concessionárias pode ser exemplificada com o limite de resistência de aterramento da CEAL, estipulado em 5 Ω para qualquer potência de transformador e da CESP que adotava outros métodos de controle de potenciais limitando a resistência de aterramento em 100 Ω [63].

Evidenciou-se que os relatos das concessionárias (COPEL, CELESC, e CEMAT) são evasivos no que se refere ao método de instalação de aterramento de sistemas MRT. Nos casos analisados pela referência [63], os valores de resistências informados estão superiores aos valores determinados em normas das diferentes concessionárias. Os valores de potenciais de passo e de toque, que são importantes, do ponto de vista de segurança, são poucos considerados conforme texto da referência [63].

Quanto à interligação dos sistemas de aterramento, foram observadas na revisão bibliográfica que também não existia consenso entre as concessionárias. A

CEEE e COPEL interligam os aterramentos primário e secundário. A CESP padroniza a construção dos aterramentos com uma distância de 25 metros para evitar a superposição de potenciais no aterramento secundário.

6 Avaliações técnicas e econômicas de sistemas MRT

Neste capítulo procura-se definir, dentro de condições pré-estabelecidas, limites de atendimento com sistema MRT com base na regulação de tensão, observando a influência dos parâmetros condicionantes destacados nos capítulos anteriores, dentre os quais valores de resistências de aterramento nas condições de solo brasileiro, queda de tensão e perdas no transformador, correção do valor da resistência do condutor para temperatura de operação e o efeito do retorno de corrente pelo solo.

Ainda com relação às possibilidades de atendimento, compararam-se os limites de atendimento do sistema monofásico fase-neutro multi-aterrado (MRN) com o MRT dentro de certas condições de atendimento a carga.

Na parte final é apresentado um estudo econômico comparativo do emprego de sistema MRT em relação ao sistema MRN. Não obstante, também são comparados os custos relativos ao emprego do sistema MRT com condutor alternativo, o cabo de aço zincado.

6.1 Metodologia para cálculo da queda de tensão

A metodologia utilizada apresenta um processo de cálculo que considera a linha dividida em trechos. Cada trecho é assim identificado por derivação a consumidor, por mudança de seção dos condutores e até mesmo por alteração do tipo de condutor utilizado.

Para efeito de simulação, foi considerada a tensão no ponto elétrico no terminal da carga, uma vez que a redução da tensão neste terminal, causada pela queda de tensão ao longo do circuito, faz com que seja maior a corrente absorvida por uma carga cuja potência independa da tensão de alimentação (como é o caso de motores elétricos). Uma parcela maior de corrente implica numa maior queda de tensão ao longo do circuito analisado [65].

Cada sistema possui um processo de cálculo diferenciado em função do meio físico que utiliza para retorno da corrente até a fonte. O sistema MRN utiliza tanto o condutor neutro quanto o próprio solo como caminho de retorno da corrente, embora a divisão da corrente em parcelas iguais não seja esperada. Procede-se à análise dos parâmetros de simulação de cada sistema (MRT e MRN).

6.1.1 Parâmetros de análise do sistema MRT

Os principais parâmetros empregados nas simulações que implementam a metodologia são descritos nos itens a seguir:

- (i) **Modelo de linha:** por se tratar de uma linha monofilar (modelo de linha curta), a influência dos parâmetros capacitância e condutância transversal podem ser desprezadas [66,67]. Simulações relativas à influência da capacitância nos resultados indicaram que correntes capacitivas de seqüência zero em 60 Hz de um ramal MRT equipado com condutor CAA 4 AWG sob tensão 7,967 kV têm valor reduzido, em torno de 0,0198 A/km (susceptância transversal 2,48 μ S/km) de

modo que podem ser desprezadas por ínfima alteração que produzem nos resultados. Assim, o modelo de linha simulado foi o de linha curta (resistência e indutância longitudinais);

- (ii) **Topologia de rede:** utilizando-se postes de madeira tratada de 10 m, com engastamento de 1,60 m, têm-se 8,60 m de altura média entre o condutor fase e o solo. A correção de altura em função de flechas mínimas nos condutores não será considerada já que em trechos montanhosos, a altura do condutor ao solo pode exceder até 100 metros como é prática adotada nas concessionárias pelo uso do relevo acidentado para redução do número de estruturas;

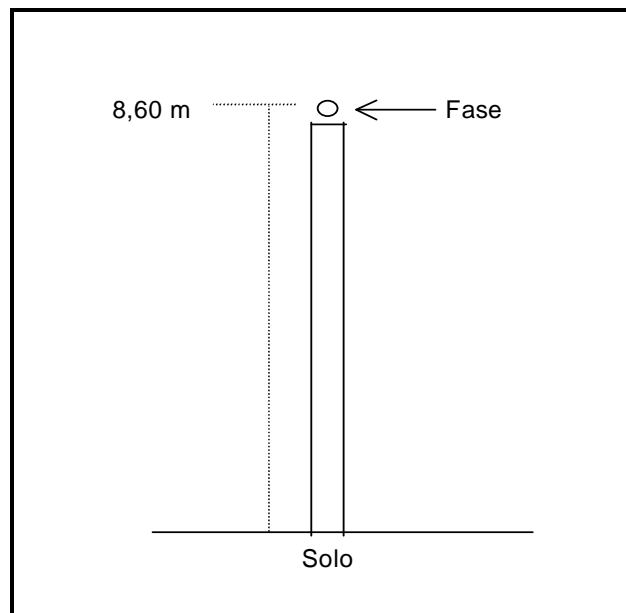


Figura 6.1 – Topologia de rede MRT

- (iii) **Resistência de aterramento de transformadores:** avaliou-se a influência deste parâmetro nos resultados das simulações, empregando-se valores de resistência de aterramento com base no controle de gradientes de potencial de superfície de acordo com as potências dos transformadores. Os valores empregados variam de 40 a 240 Ω . Resistência de aterramento acima de 100 Ω foram simuladas na condição de uso do critério de controle dos gradientes de potencial, negligenciando-se o desempenho da rede frente a surtos atmosféricos

(baixo nível cerâmico, por exemplo) para se obter malhas de aterramento com menor custo que as anteriores;

- (iv) **Resistividade do solo:** por serem representativos os valores usuais de resistividades de solo no Brasil, a contribuição deste parâmetro foi considerada na correção dos parâmetros de linha por efeito do solo conforme formulação de Deri/Semlyen¹⁶ [68]. Entretanto, considera-se ainda nesta aplicação que o retorno da corrente seja por solo de resistividade equivalente. Inicialmente foram avaliadas os valores de resistividades equivalentes de solo da ordem de 500, 1.000, 2.000 e 5.000 $\Omega.m$ nas simulações para definir-se a influência deste parâmetro nos resultados;
- (v) **Potência de transformadores:** as potências de transformadores simuladas foram de 5 kVA, por representar aproximadamente 95% dos atendimentos típicos de áreas rurais conforme exposto no **Capítulo Dois**;
- (vi) **Perdas elétricas nos transformadores:** exposto anteriormente, os transformadores monofásicos utilizados são de potência bem acima da necessidade dos consumidores, o que introduzem à circulação de uma parcela de corrente a vazio excedente na rede. Para fins de simulação foram consideradas perdas máximas definidas nas referências [69,70];
- (vii) **Número de consumidores por transformador:** ainda que o compartilhamento de transformador seja uma das alternativas empregadas pelas concessionárias para redução de custos, o fator de diversidade de cargas em circuitos secundários pode não ser de simples estimativa em função da heterogeneidade das cargas. No **Anexo IV** é apresentada uma metodologia que pode ser utilizada para

¹⁶ Na formulação proposta pela engenheira Ana Deri e pelo prof. Semlyen, a consideração de solo não ideal ($\rho \neq 0$) é feita através de modificação na geometria da linha, deslocando-se a superfície do solo para baixo (ou os condutores para cima) de uma distância "p". Uma nova impedância é obtida com as alterações dos parâmetros da linha. O deslocamento "p" é uma variável complexa que recebeu o nome de *profundidade complexa*.

definir a demanda máxima de transformadores compartilhados. Para efeito de simulação foi considerado que a demanda de determinado transformador seja como de único consumidor com ponto de entrega na conexão da bucha secundária do transformador;

- (viii) ***Demanda por consumidor:*** para efeito de simulação de queda de tensão, admite-se para a potência instalada de transformador (5 kVA) um limite de carregamento¹⁷ de 120%. Em áreas rurais o fator de demanda é variável de acordo com o número de transformadores instalados em determinado circuito. Para simular a queda de tensão num circuito com apenas um transformador emprega-se o fator de demanda unitário. Já a simulação para redes com dez ou mais unidades transformadoras utiliza-se o fator de demanda 0,3 por unidade instalada [15]. Assim, quando a simulação envolver vários transformadores (como é o propósito deste estudo), a demanda por consumidor simulada é 1,8 kVA ($1,2 \times 5,0 \times 0,3$). Esta demanda é representativa de aplicação no meio rural para pequenos produtores rurais ou por produtores rurais típicos, pois representa o uso de motores¹⁸ de potência entre 1 e 3 cv, tipicamente utilizados em bombas d'água e até de picadeiras;
- (ix) ***Fator de Potência:*** em áreas rurais, as correntes de alimentadores têm fator de potência típico variando entre 0,80 e 0,85 [15,20,23,31]. Empregou-se o fator de potência 0,80 nas simulações de forma a representar a pior condição;

¹⁷ Nas normas das principais concessionárias emprega-se como proteção do circuito secundário dos transformadores de 5 kVA disjuntores bipolares de 25 A, que representam uma demanda de 6 kVA ou 120% de carregamento. Normas da CEMIG e da ENERSUL indicam que os elos fusíveis não protegem o transformador para sobrecargas de 120% [27, 53].

¹⁸ A proteção instalada no circuito secundário dos transformadores não permite a partida de motores com potência acima de 3 cv. Deste modo, as normas das concessionárias delimitam o uso de motores a 3 cv nestes transformadores.

- (x) **Tensão de fornecimento:** admitindo-se que toda concessionária efetue ao longo de alimentadores trifásicos a regulação de tensão, inclusive com a inserção de reguladores de tensão em cascata, foi considerado nas simulações que a tensão de fornecimento 1,0 p.u. no ponto elétrico onde se deriva o ramal MRT, ou seja, um circuito monofásico derivado de alimentador trifásico existente com tensão eficaz fase-terra 7,967 kV (60 Hz);
- (xi) **Condutores:** simulados o emprego de redes com condutores CAA 4 AWG e com o CAZ 3x2,25 mm. O CAA 4 AWG é o padronizado para derivações monofásicas de sistemas fase-neutro. O CAZ 3x2,25 mm foi empregado na simulação por ser um condutor alternativo citado pela referência [23] como de aplicação pelas concessionárias sem necessidade de fabricação especial, além de não possuir mesmo atrativo para o furto como é o caso do condutor de alumínio;
- (xii) **Resistência elétrica dos condutores:** a resistência elétrica dos condutores foi corrigida para a temperatura máxima de regime permanente de redes de distribuição (50°C), com base nos dados da referência [31,71,72,73];
- (xiii) **Limites de queda de tensão:** considerando-se as simplificações dos itens (vii) e (viii), definiu-se o limite de queda de tensão máximo em 10%. Este é o limite mínimo da faixa adequada conforme Tabela 4.3 extraída da referência [39]. Nesta concepção, a tensão na bucha secundária do transformador é a tensão primária refletida para o secundário, subtraídas a queda de tensão no aterramento primário bem como a queda de tensão interna no transformador, além da queda de tensão ao longo da rede. Exceção para a simulação (A) onde foi computada somente a queda de tensão no condutor, portanto a necessidade de reduzir o limite de queda de tensão a 7%.

Admitidas as condições de simulações acima, as parcelas contempladas foram as relacionadas à queda de tensão no condutor, no transformador e no aterramento.

Deste modo, a queda de tensão do circuito, para um determinado consumidor, é definida pela Equação (6.1).

$$\Delta V_T \% = \frac{\Delta V_{CD} + \Delta V_{TR} + \Delta V_{AT}}{V_{FT}} * 100 \quad (6.1)$$

Onde:

$\Delta V_T \%$ = queda de tensão percentual no trecho referente à corrente de carga (%);

ΔV_{CD} = parcela de queda de tensão referente ao condutor (V);

ΔV_{TR} = parcela de queda de tensão referente ao transformador (V);

ΔV_{AT} = parcela de queda de tensão referente ao aterramento (V);

V_{FT} = módulo da tensão fase-terra no ponto de derivação (V).

O cálculo da queda de tensão no condutor é dado pela Equação (6.2):

$$\Delta V_{CD} = \left(\frac{\dot{S}}{\dot{V}_{FT}} \right) * (l * Z_L) \quad (6.2)$$

Onde:

\dot{S} = demanda aparente da carga ou do ramal (kVA);

\dot{V}_{FT} = tensão de fornecimento fase-terra no ponto de derivação (kV);

Z_L = impedância complexa da linha por quilômetro (Ω/km);

l = comprimento do circuito (km);

A impedância Z_L é definida com base na formulação de *profundidade complexa*. Tratando-se de linha monofilar, a contribuição do efeito do retorno de corrente pelo solo fica reduzido à Equação (6.3).

$$Z_L = R_C + j\omega * \left[2 * 10^{-7} * \left(\ln * \left(\frac{2 * (h + p)}{r_c} \right) \right) \right] \quad (6.3)$$

Onde:

R_C = resistência do condutor corrigida para temperatura de 50°C (Ω);

ω = frequência angular de operação do circuito;

h = altura do condutor ao solo (m);

r_c = raio corrigido do condutor fase (m);

p = profundidade complexa;

A profundidade complexa depende de fatores como a resistividade do solo e frequência da tensão de fornecimento. É obtida pela Equação (6.4).

$$p = \frac{1}{\sqrt{j \left(\frac{\omega * \mu_0}{\rho} \right)}} \quad (6.4)$$

Onde:

μ_0 = permeabilidade ($4\pi \times 10^{-7}$ H/m);

ρ = resistividade do solo ($\Omega.m$);

A Tabela 6.1 condensa os valores de impedância dos condutores de alumínio e de aço zincado nas condições de temperatura de operação a 50°C e correção do efeito de retorno pelo solo para resistividades equivalentes de 500 a 5000 $\Omega.m$, admitidas as observações anteriores.

Tabela 6.1 – Impedância de condutores (Ω/km) para diferentes resistividades equivalentes de solo

Condutor	Z_L (Ω/km)			
	$\rho = 500 \text{ } \Omega.m$	$\rho = 1000 \text{ } \Omega.m$	$\rho = 2000 \text{ } \Omega.m$	$\rho = 5000 \text{ } \Omega.m$
CAA 4 AWG	1,5895 +j1,0280	1,5897 + j1,0540	1,5898 + j1,0800	1,5899 + j1,1145
CAZ 3 x 2,25 mm	17,6655 + j1,0481	17,6708 + j1,0553	17,6709 + j1,0813	17,6710 + j1,1158

Através da Equação (6.5) pode-se calcular a queda de tensão no transformador.

$$\Delta V_{TR} = \left(\frac{\dot{S}}{\dot{V}_{FT}} \right) * (Z_{TR}) \quad (6.5)$$

Os limites máximos de perdas no transformador foram definidos com base nos dados da referência [69], embora perdas maiores possam ser observadas na prática. Os dados dos transformadores utilizados em sistemas MRT são apresentados na Tabela 6.2. A influência da corrente a vazio do transformador foi avaliada, na perspectiva de que o somatório de corrente de várias unidades possa produzir relevância nos resultados observados.

Tabela 6.2 – Dados de transformadores monofásicos para tensões máximas 15; 24,2 e 36,2 kV [69].

Potência [kVA]	Corrente de excitação máxima (%)		Perda a vazio máxima (W)		Perda total máxima (W)		Tensão de curto-circuito a 75°C (Z%)
	15	24,2 – 36,2	15	24,2 – 36,2	15	24,2 – 36,2	
03	4,9	5,7	40	40	115	115	2,50 (15 e 24,2 kV)
05	4,0	4,8	50	50	160	170	
10	3,3	4,0	60	70	260	285	
15	3,0	3,6	85	90	355	395	3,00 (36,2 kV)
25	2,7	3,1	120	130	520	580	
37,5	2,4	2,9	160	170	700	775	

O aterramento foi simulado como uma resistência simples, já que nas condições de baixa frequência (60 Hz) este circuito equivalente é indicado como representação adequada [46].

$$\Delta V_{AT} = \left(\frac{\dot{S}}{\dot{V}_{FT}} \right) * (R_{AT}) \quad (6.6)$$

6.1.2 Parâmetros de análise para sistemas monofásicos fase-neutro multi-aterrado (MRN)

Todos os parâmetros apresentados para sistemas MRT foram considerados, com exceções para os itens: retorno total de corrente pelo solo e resistência de aterramento, já que a topologia e filosofia operativa da rede são diferentes do sistema MRT, vinculados a existência do condutor neutro contínuo e multi-aterrado. Para fins de análise de queda de tensão deve-se modelar a impedância equivalente do circuito. A topologia básica do sistema MRN é apresentada na Figura (6.2).

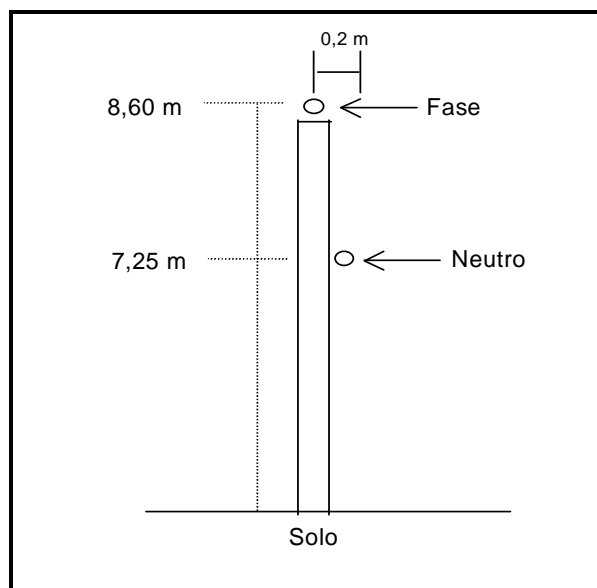


Figura 6.2 – Topologia de rede MRN

O condutor neutro impõe certas alterações na metodologia de cálculo de queda de tensão no sistema MRN, apresentadas a seguir.

A filosofia deste sistema é o emprego de pontos de conexão do condutor neutro com o potencial da terra por meio de eletrodos (geralmente uma haste de aterramento) ao longo da rede, em distâncias médias entre 200 e 300 metros.

Estas interligações intencionais entre neutro e solo influenciam diretamente na impedância do condutor assim como no percentual de corrente que utilizará o solo como retorno até a fonte. Buscou-se definir a divisão percentual da corrente de retorno pelo condutor e pelo solo, já que a queda de tensão em circuitos monofásicos está vinculada à parcela de corrente que retorna pelo condutor. Para esta análise, considera-se a Figura 6.3.

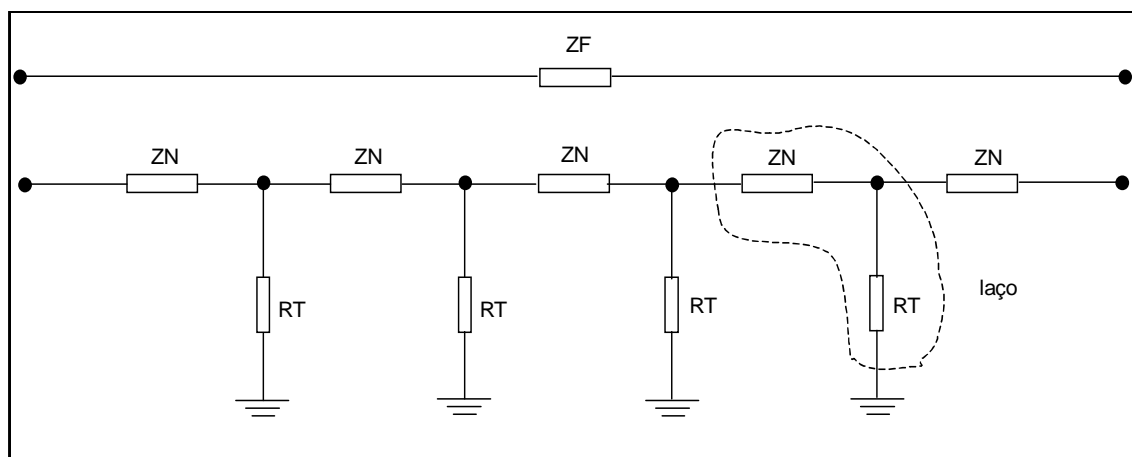


Figura 6.3 – Circuito equivalente de um sistema monofásico com neutro multi-aterrado [45]

Onde:

Z_N = impedância do condutor neutro (Ω/km);

R_T = resistência de aterramento do neutro por quilômetro de rede ($\Omega.\text{km}$);

Z_F = impedância do condutor fase (Ω/km);

Da Figura 6.3 pode-se afirmar que a impedância de aterramento do neutro é definida como a impedância vista entre o condutor neutro e o “terra absoluto” em

um ponto qualquer do circuito. Seu valor pode ser obtido a partir da modelagem do circuito de retorno através de “laços” [74].

Para circuitos com extensão de poucos quilômetros de rede, verifica-se que a introdução de mais um “laço” composto por um vão de condutor neutro e um aterramento faz variar em muito a impedância de aterramento do circuito. Entretanto, quando o circuito apresenta extensão superior a 10 km, a introdução de mais um “laço” no circuito pouco altera o valor equivalente da impedância do neutro [45].

Assim, para circuitos extensos, pode-se calcular a impedância de aterramento do neutro como o paralelo entre a resistência de aterramento por quilômetro de rede e a impedância de aterramento inicial em série com uma seção de condutor neutro.

$$Z_{NP} = Z_N + (R_T // Z_{NI}) \quad (6.7)$$

Onde:

Z_{NP} = impedância de aterramento do neutro no ponto considerado (Ω);

Z_N = impedância do condutor neutro por quilômetro (Ω/km);

R_T = resistência de aterramento do neutro por quilômetro de rede ($\Omega.\text{km}$);

Z_{NI} = impedância de aterramento do neutro no trecho anterior (Ω).

Na prática, verifica-se que as impedâncias de aterramento do neutro são elevadas quando comparadas com a impedância do condutor neutro da rede.

Desenvolvendo-se a Equação (6.7) com base na Figura 6.3, e admitindo-se a simplificação de que ($R_T \gg Z_N$), obtêm-se:

$$Z_{NP} = \sqrt{Z_N * R_T} \quad (6.8)$$

Num circuito monofásico, a maior parte da corrente de retorno circula, no trecho próximo à carga, pelo condutor neutro da rede. Neste trecho, com base na Equação (6.8), o potencial do neutro é diferente do potencial do “terra absoluto” e existe uma circulação de corrente do neutro da rede para o solo. À medida que se distancia da carga em direção à fonte, ao longo do circuito, o potencial do neutro tende a se equalizar ao potencial do “terra absoluto” e a distribuição de corrente entre condutor neutro e solo torna-se constante.

A referência [45] indica que a corrente de retorno pelo condutor neutro é 75% da corrente de carga, sendo empregado um coeficiente de segurança. A referência [03] utiliza o coeficiente de 80% como parcela da corrente que efetivamente circula pelo neutro.

Uma vez constituído um caminho paralelo para as correntes de retorno (condutor neutro e solo), é necessário considerar-se a resistividade do solo, o espaçamento entre os condutores fase e neutro assim como a influência do solo para a determinação da impedância do circuito de retorno.

A impedância do condutor é a soma vetorial de duas parcelas:

- (i) Impedância própria do condutor com retorno pelo solo;
- (ii) Impedância mútua entre os dois condutores (fase e neutro) com retorno comum pelo solo.

Aplicando-se a formulação de Deri/Semlyen com base nas condições acima, temos que:

$$L_{FF} = \left[2 * 10^{-7} * \left(\ln * \left(\frac{2 * (h_F + p)}{r_c} \right) \right) \right] \quad (6.9a)$$

$$L_{NN} = \left[2 * 10^{-7} * \left(\ln * \left(\frac{2 * (h_N + p)}{r_c} \right) \right) \right] \quad (6.9b)$$

$$L_{FN} = \left[2 * 10^{-7} * \ln * \left(\frac{\sqrt{(h_F + h_N + 2 * p)^2 + d_{FN}^2}}{\sqrt{(h_F - h_N)^2 + d_{FN}^2}} \right) \right] \quad (6.9c)$$

Onde:

h_F = altura do condutor fase ao solo (m);

h_N = altura do condutor neutro ao solo (m);

As demais variáveis da equação podem ser extraídas da geometria da rede conforme Figura 6.2. Do desenvolvimento das equações para as indutâncias, com base nos dados da topologia da rede monofásica, somada às resistências próprias dos condutores (que utilizam o mesmo condutor CAA 4 AWG), obtém-se a matriz impedância da rede, Z (Ω/km):

$$Z = \begin{bmatrix} (1,5901 + j1,0742) & (0,0593 + j0,6008) \\ (0,0593 + j0,6008) & (1,5901 + j1,0742) \end{bmatrix} \quad (6.10)$$

Com base nas condições acima, a matriz do sistema é definida por:

$$\begin{bmatrix} V_{FT} \\ V_{NT} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{FF} & Z_{FN} \\ Z_{NF} & Z_{NN} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_F \\ I_N \end{bmatrix} \quad (6.11)$$

Onde:

V_{FT} = tensão fase-terra no ponto elétrico (kV);

V_{NT} = tensão neutro-terra no ponto elétrico (kV);

Z_{FF} = impedância própria do condutor fase (Ω/km);

Z_{NN} = impedância própria do condutor neutro (Ω/km);

$Z_{NF} = Z_{FN}$ = impedâncias mútua do circuito envolvendo fase e neutro (Ω/km);

I_F = corrente de fase do circuito considerado (A);

I_N = corrente de neutro do circuito considerado (A);

Como a corrente que circula pelo neutro é, no mínimo, 75% da corrente de fase [03,65,75], tem-se que:

$$I_N = -0,75 * I_F \quad (6.12)$$

Substituindo-se a Equação (6.12) na Equação (6.11), e substituindo a Equação (6.13) no resultado, encontra-se o valor da impedância de aterramento equivalente de determinado sistema MRN, uma vez que o potencial neutro em determinado ponto do sistema não seja considerado nulo, como é o caso de derivações monofásicas. Uma avaliação do cálculo do potencial do condutor neutro multi-aterado de redes rurais é apresentado no *Anexo V*.

$$Z_L = \frac{V_{FT} - V_{NT}}{I_F} \quad (6.13)$$

$$Z_L = Z_{FF} - 1,75 * Z_{FN} + 0,75 * Z_{NN} \quad (6.14)$$

Com base nas Equações (6.10) e (6.14), obtém-se o valor da impedância equivalente por quilômetro de rede deste sistema, Z_L (Ω/km) num solo com resistividade equivalente de 2000 $\Omega \cdot \text{m}$:

$$Z_L = 2,6789 + j0,8285$$

A equação para cálculo da queda de tensão do circuito, para um determinado consumidor, é definida como:

$$\Delta V_T \% = \frac{\Delta V_{CD} + \Delta V_{TR}}{V_{FN}} * 100 \quad (6.15)$$

6.2 *Simulações*

Baseando-se na metodologia apresentada, foram simulados condições de atendimento com sistema MRT e MRN. Entretanto, observa-se que os comprimentos de ramais indicados não levam em consideração as condições para que correntes mínimas de falta sejam mantidas de modo a provocar a atuação da proteção de sobrecorrente. Nesta concepção, os resultados apresentados podem ser diferentes para um estudo específico.

6.2.1 *Simulação A – Momento elétrico de condutores em sistemas MRT para diferentes circuitos de retorno pelo solo*

Num primeiro conjunto de simulações procurou-se utilizar o caso mais simples de atendimento para melhor evidenciar os aspectos condicionantes deste sistema. Assim, na simulação (A) pretendeu-se verificar o momento elétrico dos condutores, empregando-se as impedâncias definidas considerando o efeito do retorno da corrente pelo solo, admitindo-se uma queda de tensão limite de 10% na tensão de fornecimento (fase-terra) 7,967 kV.

Foram simulados o atendimento com o sistema MRT utilizando os condutores CAA 4 AWG e o CAZ 3 x 2,25 mm. O momento elétrico (ME) é dado em [A.km] indicando uma capacidade de transmissão de potência do condutor em função da queda de tensão.

$$ME = \frac{V_{FT} * \Delta V_T \%}{|Z_L|} \quad (6.16)$$

Os resultados foram tomados para diferentes valores de resistividades equivalentes do solo e condensados na Tabela 6.3 na forma de comprimentos máximos dos ramais em quilômetros.

Tabela 6.3 - Simulação A – Momento Elétrico (A.km)

Momento Elétrico (A.km)	Resistividade equivalente do solo, ρ ($\Omega.m$)				
	0	500	1000	2000	5000
Conductor	0	500	1000	2000	5000
CAA 4 AWG	338,1	294,6	292,4	290,2	287,2
CAZ 3x2,25mm	34,7	31,5	31,5	31,5	31,5

Em ambos os casos, não considerar o efeito do retorno da corrente pelo solo implicou num erro de cálculo de até 15% para o condutor CAA e de 10% para condutor CAZ. Verifica-se também que a variação do momento elétrico do condutor de aço zincado é praticamente nula na faixa de resistividade de solo analisado (500 a 5000 $\Omega.m$). Este comportamento pode ser justificado por uma grande parcela de resistência própria do condutor em relação à parcela de indutância observada que permanece praticamente constante para os diferentes valores de resistividade de solo simulados.

Comparativamente, a resistividade do solo também não apresentou grande diferença no comprimento máximo do condutor de alumínio com alma de aço. Nos resultados apresentados, houve uma redução de apenas 2,6% no momento elétrico do condutor entre os solos de menor e maior resistividade. Assim, pode-se considerar que o efeito da resistividade no retorno da corrente pelo solo é praticamente constante para a faixa de valores observados, embora seja importante ressaltar que foi considerado um solo de resistividade uniforme.

Com base nestas observações, nas demais simulações utilizou-se como parâmetro resistividade equivalente do solo o valor de 2000 $\Omega.m$, que pode ser considerado um valor representativo para as condições de solo de Minas Gerais.

Uma última análise indica que o condutor de alumínio tem capacidade de atender uma área até nove vezes maior que o condutor de aço zincado, em função da elevada resistividade do condutor de aço zincado.

6.2.2 Simulação B – Atendimento a único consumidor – estratificação das parcelas de queda de tensão

Na simulação (B) pretendeu-se comparar um atendimento a um único cliente com os sistemas disponíveis (MRT e MRN). Admitiu-se um consumidor atendido com transformador de 5 kVA, carga nominal, fator de potência (0,8), queda de tensão máxima 10%, solo de resistividade 2000 Ω.m e tensão fase-terra 7,967 kV. Para o MRT empregaram-se os condutores CAA e CAZ e resistência de aterramento 80 Ω. Para o MRN, entretanto, foi empregado somente o condutor CAA 4 AWG por ser este o padrão utilizado nestes circuitos. Os resultados foram discretizados nos trechos possíveis para cada sistema: condutor (CD), transformador (TR) e aterramento (RT). A legenda (TT) é a soma aritmética das parcelas anteriores. O comprimento dos ramais simulados foram 1, 10, 20 e 50 km. Os resultados são apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 - Simulação B – Queda de Tensão %

Sistema	Condutor	Tipo	1 km	5 km	10 km	50 km
MRT	CAA	CD	0,02	0,09	0,17	0,87
		TR	2,72	2,72	2,72	2,72
		RT	0,28	0,28	0,28	0,28
		TT	3,02	3,09	3,18	3,87
MRT	CAZ	CD	0,13	0,66	1,31	6,56
		TR	2,72	2,72	2,72	2,72
		RT	0,28	0,28	0,28	0,28
		TT	3,13	3,66	4,32	9,56
MRN	CAA	CD	0,02	0,12	0,24	1,18
		TR	2,72	2,72	2,72	2,72
		TT	2,74	2,84	2,96	3,90

Para qualquer dos casos simulados é possível fazer o atendimento com consumidores nos comprimentos de rede analisados. As condições especiais, como a

partida de motores deve ser observada para atendimento a ramais extensos com condutor CAZ 3x2,25 mm.

Relembrando que a aplicação do MRT é justificada para a redução de custos na eletrificação rural, o uso de reguladores de tensão ou de banco de capacitores tornaria mais oneroso o investimento. Deste modo, pode-se observar a partir dos resultados dessa simulação que a escolha do condutor é fundamental para a regulação de tensão no MRT. A escolha adequada do condutor significa diretamente redução de custos, uma vez que este componente do circuito reflete a parcela variável de queda de tensão em ramais MRT.

6.2.3 Simulação C – Um comparativo entre parâmetros empregados no estudo CEPEL e no estudo atual

Nesta simulação procurou-se definir qual o erro percentual na metodologia aplicada na referência [31] onde foram desprezadas variáveis relacionadas no item 4.1.6. Utilizando os mesmos parâmetros: demanda 2,88 kW por consumidor; distância de um quilômetro entre consumidores, ponto de entrega na bucha primária do transformador, queda de tensão limitada a 5% (limite utilizado na referência citada), condutor CAA 4 AWG e CAZ 3 x 2,25 mm e tensão de fornecimento 7,967 kV, verificou-se que:

- (i) Empregando-se condutor CAA 4 AWG há uma redução da ordem 10,2% na capacidade de atendimento em relação ao sistema MRT: de 39 para 35 km de rede;
- (ii) Empregando-se condutor CAZ 3 x 2,25 mm também houve uma redução similar na capacidade de atendimento (8,3%): de 12 para 11 km de rede.

As respectivas reduções de 10% e 8% na capacidade de atendimento utilizando-se condutores CAA e CAZ foram provocadas por um maior volume de corrente circulando nos trechos iniciais da derivação, motivada pelas parcelas excedentes de corrente não computadas no estudo anterior.

6.2.4 Simulação D – Comparativo de capacidade de atendimento de sistemas MRT e MRN – demanda de 1,8 kVA por consumidor

Nesta simulação o objetivo foi quantificar o número de consumidores que podem ser atendidos por derivação com os sistemas MRT e MRN, comparando-os. Algumas considerações foram necessárias para simplificação das simulações.

Os parâmetros distância entre consumidores, demanda por consumidor, fator de potência da carga e a potência de transformador foram considerados iguais para todos os consumidores da rede simulada. A resistividade do solo foi considerada constante e igual a 2000 Ω .m. Os condutores simulados foram o CAA 4AWG e o CAZ 3 x 2,25 mm. A resistência de aterramento também foi constante para todos os transformadores e iguais a 80 Ω .

A variável de importância nesta simulação é a distância entre consumidores assumida. Foram simuladas as distâncias entre consumidores de quinhentos metros, um, dois, cinco e dez quilômetros. A demanda simulada por consumidor foi a anteriormente quantificada: 1,8 kVA por consumidor e fator de potência 0,80. Para distâncias inferiores a duzentos metros pode-se verificar o emprego de um transformador compartilhado e extensão da rede de baixa tensão para redução de custos de atendimento [19].

Os resultados foram condensados na Figura 6.4. As Tabelas com os resultados estratificados para distância de 1 km entre consumidores são apresentados no *Anexo I*. Para resistências de aterramento similares entre os transformadores MRT, ocorreu um paralelismo constante entre as curvas simuladas para qualquer distância entre consumidores nas duas condições de aplicação do condutor CAA 4 AWG (MRT e MRN).

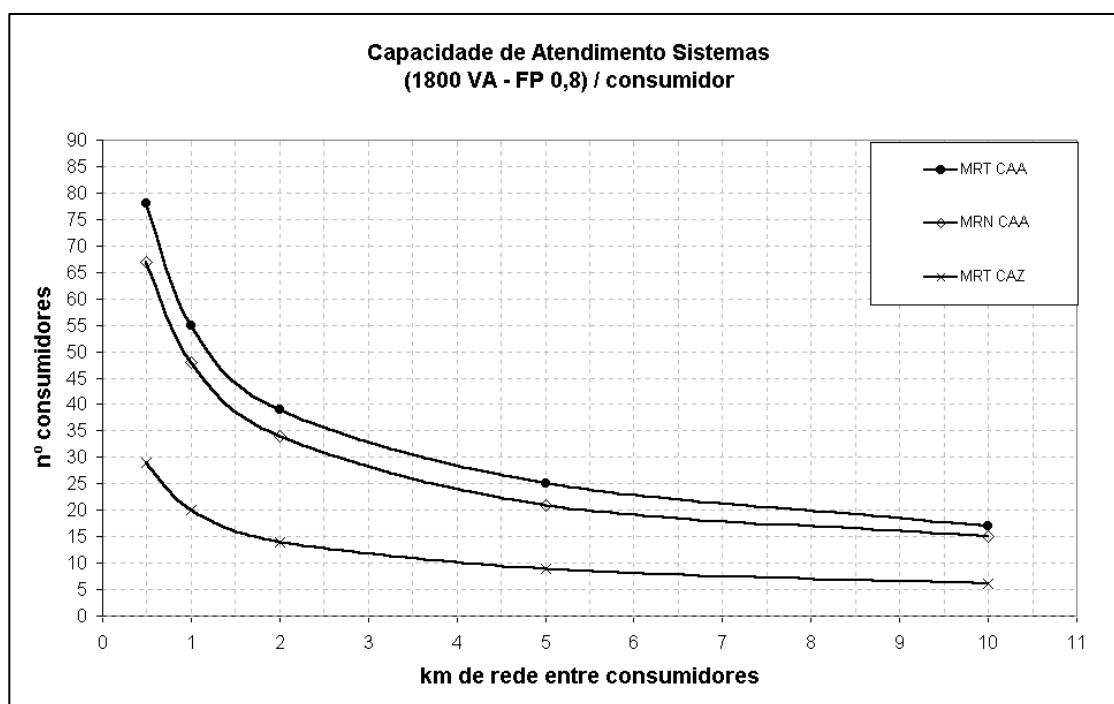


Figura 6.4 - Limites de atendimento (1800 VA / consumidor - queda de tensão 10%)

A razão deste paralelismo é a mínima influência da resistência de aterramento na regulação de tensão do sistema MRT nas condições de simulação apresentada. Quanto mais próximo do trecho inicial, maior a tensão fase-terra no ponto elétrico, menor a corrente injetada no aterramento, menor ainda será sua influência na regulação de tensão. Nas extremidades do circuito a situação se inverte, agregando maior parcela de queda de tensão no aterramento para alimentar mesma carga MRT.

Por outro lado, a impedância por quilômetro de rede do sistema MRN é 45% maior que no sistema MRT, razão de um menor raio de abrangência proporcional para qualquer distância simulada entre consumidores. Na faixa de distâncias entre consumidores avaliados, houve uma variação percentual na capacidade de atendimento entre MRT e MRN de 16,4% (para menor distância) a 13,3% (para maior distância). Uma média entre as amostras indica uma capacidade 15,6% maior empregando-se o sistema MRT. Entretanto, esta afirmação é consoante com as premissas de atendimento do sistema MRT citadas no *Capítulo Três*.

Com relação à aplicação de condutor de aço zincado em função da elevada resistência de aterramento por quilômetro de rede, observou-se que este tem desempenho satisfatório no emprego em pequenas derivações com atendimento a poucos consumidores, embora uma análise quanto aos níveis mínimos de corrente de curto-circuito devam ser observadas.

6.2.5 Simulação E – Comparativo de capacidade de atendimento de sistemas MRT e MRN – demanda de 3,0 kVA por consumidor

Observados todos os requisitos da simulação D, apresenta-se nova simulação estimando-se demanda de 3,0 kVA por consumidor. Este valor de demanda é suposto para consumidores atendidos por transformadores de 10 kVA, observados os requisitos para um dimensionamento adequado, apresentados no item 2.2.2 deste trabalho. O objetivo é verificar os resultados da simulação numa condição de maior demanda por consumidor, dentro da realidade de áreas rurais. Os resultados são apresentados na Figura 6.5.

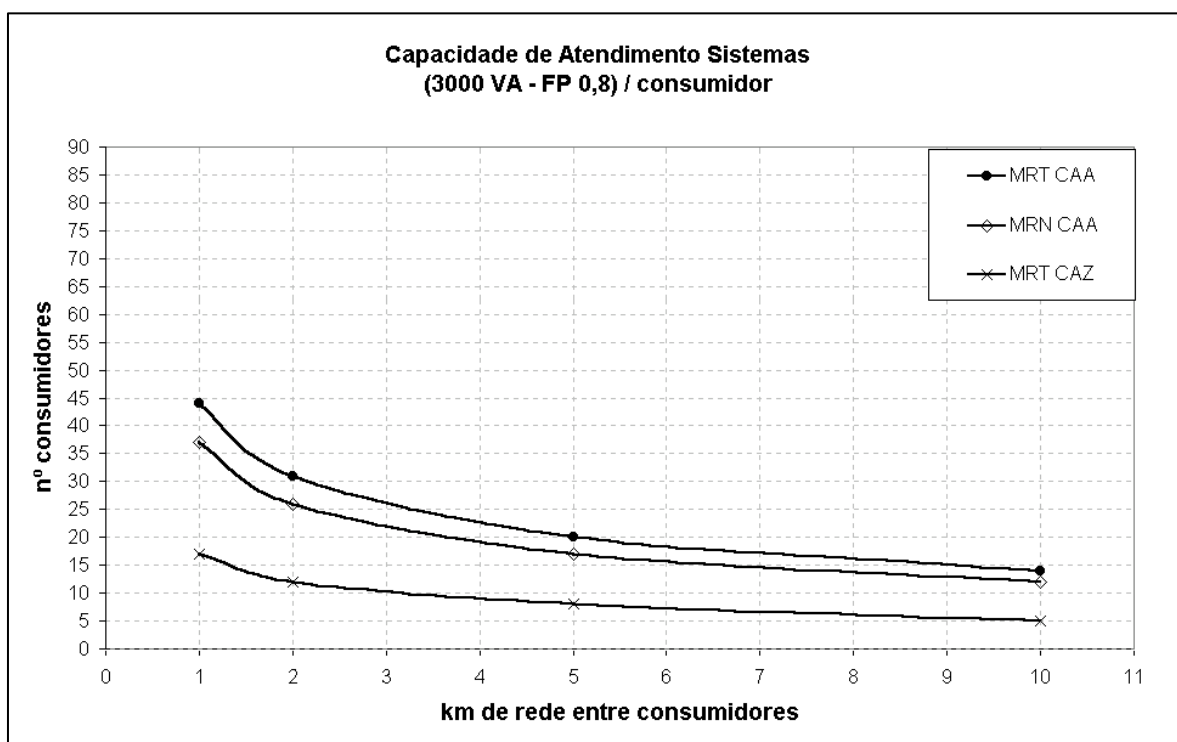


Figura 6.5 - Limites de atendimento (3000 VA / consumidor - queda de tensão 10%)

Com base nos dados simulados, o acréscimo de 40% na demanda por consumidor provocou uma redução média de 20% da capacidade de atendimento dos sistemas MRT e MRN com condutor CAA 4 AWG. Em números absolutos, não houve diferença significativa entre estes sistemas. Como exemplo, para distâncias de 1 km entre consumidores, houve redução de 11 km na extensão da rede para ambos sistemas. Estas observações podem ser evidenciadas pelo paralelismo entre as curvas, analisado na simulação anterior. Verificou-se uma capacidade de atendimento, em média, 16% maior para o sistema MRT com condutor de alumínio CAA 4 AWG, resultado similar ao apresentado na simulação D.

6.2.6 Análise dos resultados das simulações

Com base nos resultados das simulações apresentadas, segue comentários sobre os parâmetros de influência levantados inicialmente para a regulação do sistema MRT:

- (i) **Resistência de aterramento:** possui pouca influência sobre a regulação do sistema. Entretanto, a variação sazonal da resistência de aterramento tem influência na regulação de tensão da carga, individualmente;
 - (ii) **Resistividade do solo:** o cálculo das impedâncias das redes aplicando-se a correção do retorno da corrente por um solo não ideal promoveu um acréscimo da ordem de 3,6% na resistência por quilômetro de rede dos condutores analisados;
 - (iii) **Transformador:** para baixos fatores de carga como de áreas rurais, o uso de transformadores de pequeno porte pode ser importante para aumentar-se o raio de abrangência do sistema ou mesmo para reduzir os custos de construção e manutenção do sistema;
 - (iv) **Condutor:** mesmo computando-se as demais perdas no sistema, o condutor elétrico é o parâmetro que mais influencia na regulação de tensão do sistema, sendo a escolha adequada imprescindível para o desempenho do sistema;
-

- (v) *Tipo de carga*: o sistema MRT tem como característica básica o atendimento a cargas esparsas, de baixa demanda por consumidor e baixo fator de carga. Quanto melhor ajustado a potência do transformador para a necessidade do consumidor, maior será o ganho na regulação de tensão. Deste modo, os atendimentos a determinada região de fator de carga elevado com circuitos MRT deve ser motivo de estudo específico.

6.3 Comparativo econômico entre sistemas MRN e MRT

Conseguir reduzidos valores de resistência de aterramento é o maior condicionante apontado pelas concessionárias de energia para emprego do sistema MRT. A aplicação da metodologia baseada no GPR 27 V desenvolvido inicialmente na Austrália e “importada” para o Brasil, sem uma análise mais profunda da técnica, gerou elevados custos na confecção da malha de aterramento, causando desinteresse das concessionárias pelo uso do sistema.

Discutidos os limites de resistência de aterramento no *Capítulo Cinco* identificou-se que os valores de resistência de aterramento podem ser maiores que os limites antes apresentados como definitivos.

Numa segunda etapa procurou-se demonstrar que no aspecto de regulação de tensão, mesmo com a inserção de variáveis condicionantes do sistema, o desempenho do sistema é similar ao simulado para o sistema MRN.

Na última etapa deste estudo apresenta-se um estudo econômico comparativo de aplicação de um sistema MRT e MRN. O objetivo é demonstrar que grande parte das novas unidades consumidoras rurais (Programa Luz para Todos) poderia ser eletrificada através do MRT tanto do aspecto de redução de custo de construção da rede quanto à adequada operação da rede (segurança e desempenho).

O método empregado é o de comparação de custos. Quando há necessidade de comparar alternativas que forneçam o mesmo benefício, interessa a comparação dos custos das alternativas. Embora a receita obtida seja a mesma, o lucro irá depender da diferença entre receita e custos [76].

Efetuiu-se a análise econômica de dois casos, um deles hipotético e outro a partir de dados de reais de uma expansão para atender cinco novos consumidores.

A análise econômica do caso hipotético contemplou os custos de implantação e manutenção do sistema monofásico fase-neutro convencional (MRN) e do sistema monofilar com retorno por terra (MRT). O primeiro deles utilizando o condutor CAA 4 AWG e o segundo com condutores CAA 4 AWG e CAZ 3 x 2,25 mm.

Para o caso hipotético foram adotadas duas premissas técnicas na análise econômica desenvolvida visando a simplificação de cálculo, listadas a seguir:

- (i) *Distâncias entre consumidores*: definiu-se uma distância equivalente entre consumidores igual a um quilômetro de rede;
- (ii) *Consumo de energia por consumidor*: definiu-se que os consumidores possuem mesmo consumo de energia (200 kWh), o que representa uma demanda máxima de 4,61 kW e demanda média de 0,27 kW. Este valor é aceitável para a média de consumo de energia dos consumidores rurais do Estado de Minas Gerais embora seja considerado elevado para os novos consumidores atendidos com o Programa Luz para Todos.

Para o caso real somente o item (ii) foi empregado visando obter o custo anual das perdas elétricas no sistema.

Diante destas simplificações, a análise econômica fica restrita ao cálculo do custo total de cada alternativa, uma vez que a renda gerada pelos consumos de energia serão invariáveis caso a caso. Nesta concepção, a alternativa econômica é a

que apresente menor custo total. O custo total (C_T) de cada alternativa foi constituído do custo inicial (C_I) acrescido do valor presente dos custos anuais (C_A) originados da implantação da rede.

$$C_T = C_I + C_A \quad (6.17)$$

6.3.1 Custos iniciais

O custo inicial (C_I) por sua vez pode ser dividido em quatro parcelas: o custo de material e equipamentos (C_{MAT}), o custo de mão-de-obra própria (C_{MOP}), o custo de mão-de-obra contratada (C_{MOC}) e o custo de administração (C_{ADM}).

$$C_I = C_{MAT} + C_{MOP} + C_{MOC} + C_{ADM} \quad (6.18)$$

O custo de mão-de-obra própria representa o custo por serviços próprios da concessionária, fixado em 20% do valor do custo dos materiais e dos serviços contratados. Já o custo de administração é fixado em 10% do total de mão-de-obra própria e de serviços contratados.

$$C_{MOP} = 0,2 * (C_{MAT} + C_{MOC}) \quad (6.19)$$

$$C_{ADM} = 0,1 * (C_{MOP} + C_{MOC}) \quad (6.20)$$

O custo de materiais e equipamentos (C_{MAT}) está estritamente vinculado ao tipo de estruturas empregadas. As estruturas típicas de cada sistema empregadas neste trabalho são apresentadas na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 - Tipos de estruturas – [77,78]

MRT	MRN	Descritivo
M1	U1	Sustentação do condutor; Rede tangente ou de pequenos ângulos (< 15° em geral); Comprimento de vão limitado (< 300 m em certos casos).
M2	U2	Sustentação do condutor; Aplicada quando se ultrapassa os limites definidos da estrutura 1; O limite varia de acordo com o condutor utilizado e tipo de rede; Comprimento de vão limitado a 300 m.
M3	U3	Derivações e finais de rede.
M4	U4	Ancoragem.
M4-M3	U4-U3	Ancoragem com derivação.

Com base nas referências [13], [77], [78], [79] e [80] foram listados os custos unitários de cada estrutura utilizada apresentados na Tabela 6.7. Os custos relativos ao estaiamento de estruturas e ao aterramento da rede nos padrões de cada sistema são apresentados separadamente. Estes custos são relativos a estrutura com poste de madeira tratada, 10 metros, 150 daN.

Tabela 6.7 - Custos unitários de estruturas (R\$)

MRT			MRN	
Tipo	CAA 4 AWG	CAZ 3 x 2,25	Tipo	CAA 4 AWG
M1	168,33	168,33	U1	177,51
M3 – D ⁽¹⁾	112,46	112,90	U3 – D ⁽¹⁾	117,52
M3 – T ⁽²⁾	1539,97	1540,41	U3 – T ⁽²⁾	1545,03
M4	234,85	235,73	U4	250,38
M4-M3 ⁽³⁾	347,31	348,63	U4-U3 ⁽³⁾	367,90
(1) Derivação de rede existente – suposto não substituir poste existente; (2) Final de rede com transformador instalado; (3) Incluído o custo da proteção (chave fusível, cartucho e acessórios);				

Quanto à resistência de aterramento, definiu-se que em qualquer dos sistemas o solo onde será instalado o aterramento tem resistividade da primeira

camada em 2000 Ω .m com espessura de 12 metros (para que a influência da segunda camada seja minimizada), utilizando-se hastes de 2,4 metros. Assim, o aterramento primário deve ser configurado para obter-se uma resistência de 80 Ω .

O aterramento secundário do sistema MRT configura-se em 3 hastes alinhadas e espaçadas de 3 metros, instalado a 25 metros de distância de qualquer das hastes do aterramento primário, embora este custo em qualquer das alternativas é de responsabilidade do consumidor.

Da referência [45] foram dimensionados os aterramentos para a resistividade de solo estipulada para sistemas MRT.

De acordo com esta referência, para obter-se uma resistência de aterramento 80 Ω para transformadores equipados com pára-raios é necessário construir um aterramento composto por 3 configurações em “estrela” em que cada “estrela” formada é constituída de 5 hastes. Em cada configuração deve-se manter uma distância de três metros entre hastes. Deve-se observar um afastamento de 25 metros entre o centro das configurações. As hastes utilizadas no cálculo são de cantoneira de aço zincado com as dimensões 25x25x5x2400 mm.

No sistema MRN, na prática, observa-se a instalação de 3 hastes em aterramentos de pára-raios, independente do valor da resistividade do solo. São previstos aterramentos ao longo da rede a cada 200 metros constituídos por uma haste.

Na Tabela 6.8 são apresentados os custos unitários de aterramentos. Neste custo estão incluídos os custos do cabo para conexão entre rede e aterramento. No caso do sistema MRT foi incluído o custo de instalação de um eletroduto de PVC e acessórios para isolar o condutor de descida para evitar contato direto (tensão de toque).

Tabela 6.8 - Custos de aterramentos utilizados (R\$)

Configuração		MRT	MRN
Primário	1 haste	-----	119,34
	3 x 5 hastes	735,94	-----
	3 hastes	201,44	
Secundário	3 hastes	201,44	

Em relação ao custo de mão-de-obra contratada para construção da rede utilizou-se a planilha de orçamentos da referência [81].

6.3.2 Custos anuais

Já os custos anuais (C_A) são constituídos pelos custos de perdas elétricas (C_P), custos de manutenção (C_M) e outros custos (C_O). Os outros custos são discretizados em quotas de depreciação, reversão e garantia. Em todos os custos projeta-se vida útil da rede em 30 anos.

$$C_A = C_P + C_M + C_O \quad (6.21)$$

Os custos anuais irão variar ano a ano de acordo com a taxa de crescimento das cargas ao longo da vida útil da rede estipulada em 30 anos.

A demanda representada pelas perdas elétricas é calculada em função da corrente de carga que varia de trecho a trecho. No caso do sistema MRT há também de ser incrementado as perdas elétricas no aterramento. As demandas parciais e a demanda total de perdas então podem ser definidas pelas equações:

$$D_{PCD} = \sum_{i=1}^n R_{CD} * l_i * I_i^2 \quad (6.22)$$

$$D_{PAT} = \sum_{i=1}^n R_{AT} * i_i^2 \quad (6.23)$$

$$D_P = D_{PCD} + D_{PAT} \quad (6.24)$$

Onde:

D_P = demanda total das perdas (W);

D_{PAT} = demanda de perdas nos aterramentos (W);

D_{PCD} = demanda de perdas nos condutores (W);

R_{CD} = resistência ôhmica do condutor do i-énésimo trecho da rede (Ω /km);

R_{AT} = resistência ôhmica do aterramento dos transformadores (Ω);

l_i = extensão de determinado trecho da rede analisada (km);

I_i = corrente que circula pelo i-énésimo trecho da rede (A);

n = número de trechos da rede analisada;

i_i = corrente injetada no i-énésimo aterramento de transformador;

Somente as perdas elétricas à vazio dos transformadores foram consideradas, uma vez que a corrente que circula pelo transformador é pequena, sendo mínimas as perdas em carga observadas podendo ser desprezadas. As perdas elétricas nos transformadores foram consideradas constantes e iguais ao limite estabelecido pela referência [18].

A energia perdida no intervalo de um ano pode ser então calculada como:

$$E_P = 8760 * D_P * F_P \quad (6.25)$$

Onde:

E_P = energia perdida no intervalo de um ano de operação da rede (Wh);

F_P = fator de perdas.

O fator de perdas é calculado com base na equação da Westinghouse Distribution Systems por:

$$F_p = 0,7 * F_C^2 + 0,3 * F_C \quad (6.26)$$

Onde (F_C) é o fator de carga da rede estipulado na Tabela 2.4.

O custo total das perdas (C_P) no intervalo de um ano é obtido somando-se o custo da energia comprada para suprir as perdas com o custo do transporte da energia pelo sistema de distribuição. O custo de compra da energia das perdas elétricas é obtido pelo produto do custo unitário das perdas (C_{UP}) em R\$/MWh e a energia perdida neste período (MWh). Empregou-se o preço médio mensal da energia de compra da concessionária CEMIG fixado em R\$ 73,74/MWh (2005). O custo referente ao pagamento de transporte da energia foi contabilizado empregando-se a média das tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) como transporte somente pelo sistema de distribuição. Em consulta ao site ANEEL verificou-se que a TUSD CEMIG no ano 2005 é de R\$ 25,93/MWh [82].

$$C_P = E_p * (C_{UP} + C_{TUSD}) \quad (6.27)$$

O custo total das perdas no intervalo da vida útil da rede é definido como o somatório dos valores atuais dos custos anuais de perdas. A atualização do capital é feita a uma taxa compra¹⁹ anual fixada em 13,5% a.a. Para cálculo do valor atual empregou-se o método do “valor presente” conforme referência [76].

O custo anual de manutenção da rede é definido como um percentual dos equipamentos e materiais necessários para construção da rede de distribuição.

¹⁹ Este percentual representa o valor médio empregado atualmente pelas principais concessionárias distribuidoras de energia na fase de planejamento para a análise de alternativas e definição de projetos de rede.

O custo anual de manutenção então pode ser obtido pelo produto de dois fatores: o valor do custo de material e equipamentos necessários para construção da rede (C_{MAT}) e a taxa percentual referente ao custo de manutenção (M). Utilizou-se o mesmo critério de “valor presente” para obter os custos anuais futuros. A taxa M é definida em 5%, valor representativo de custos atuais praticados pelas concessionárias.

$$C_M = C_{MAT} * M \quad (6.28)$$

A cada investimento feito por uma concessionária, correspondem duas parcelas não desprezíveis de custo que devem ser adicionados ao custo total. A primeira corresponde à quota de depreciação e a segunda corresponde à quota de reversão e garantia. A quota de depreciação (D) assegura que, ao final da vida útil da rede, pode ser possível substituí-la por outra e a quota de reversão e garantia (RG) corresponde a um percentual do investimento realizado cujo recolhimento é obrigatório pela concessionária, sendo que ambas são parcelas anuais.

$$C_o = (D + RG) * C_I \quad (6.29)$$

6.3.3 *Requisitos da análise econômica entre MRT e MRN – caso hipotético*

Para se obter o custo de materiais e equipamentos (C_{MAT}) de cada alternativa, alguns parâmetros de rede foram admitidos similares para viabilizar a análise econômica, embora valores diferenciados podem ser observados na prática:

- (i) **Comprimento máximo de rede:** os custo totais de atendimento foram apresentados para cada km de rede estendido até o limite de queda de tensão do circuito;
- (ii) **Queda de Tensão:** os critérios de queda de tensão são mais rígidos que os empregados para cálculos de perdas elétricas na rede. Deste modo, os limites de extensão da rede foram os apresentados no *Anexo I* (1,8 kVA de demanda por consumidor);

- (iii) **Potência de transformador:** admitiu-se o atendimento com um transformador de 5 kVA em função da demanda máxima por consumidor;
 - (iv) **Relevo:** foi considerado plano em toda extensão da rede, uma vez que este pode ser considerada o mais crítico, pois envolve um número maior de estruturas por quilômetro de rede a fim de manter-se a distância cabo-solo em padrões adequados de acordo com a NBR 5433 [83] ou mesmo com as normas específicas de cada concessionária;
 - (v) **Estruturas:** o poste padrão utilizado foi de dez metros, madeira tratada, 150 daN. Este comprimento tem como objetivo obter distância cabo-solo adequada no meio do vão entre estruturas;
 - (vi) **Topologia da rede:** definiu-se um traçado de rede em linha reta que conjugado com terreno plano permite o uso de vãos iguais entre estruturas;
 - (vii) **Número de estruturas por km de rede:** com base na topologia de rede adotada, a instalação de um conjunto de ancoragem foi presumida a cada quilômetro de rede. As estruturas intercaladas serviram apenas de sustentação dos condutores. Na concepção de traçado retilíneo, as estruturas intercaladas não necessitaram de serem estaiadas lateralmente;
 - (viii) **Derivação da rede existente:** partiu-se da premissa que a estrutura da rede existente seja compatível para recebimento dos componentes para ancoragem do condutor e instalação do equipamento de proteção (chave fusível) e demais acessórios;
 - (ix) **Ramal consumidor:** as ligações entre o transformador e a rede monofásica foram presumidas num traçado a 90° da rede, cujo comprimento foi considerado 50 metros em qualquer dos casos;
 - (x) **Distância cabo-solo:** em qualquer dos casos analisados, a distância cabo-solo foi de seis metros na condição de flecha máxima (condutor na temperatura de 50°C) [83];
-

Todos demais critérios intrínsecos do sistema MRN foram mantidos, dentre os quais pode-se citar o uso de um ponto de aterramento a cada 200 metros de rede no caso do MRN e a distância entre condutores fase-neutro.

Conhecidas as parcelas de custos tornou-se necessário definir a extensão e o número de consumidores para cada demanda estipulada. Para tanto, admitiu-se uma taxa de crescimento de carga de 1% ao ano (valor representativo empregado pelas concessionárias em análises econômicas de cargas rurais). Também foi admitido um horizonte de planejamento²⁰ da rede para dez anos de operação.

Com base nesses critérios, os limites de atendimento para os sistemas MRT e MRN são apresentados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 - Extensão de rede e nº de consumidores atendidos (1 cons / km)

Sistema - condutor	1988 VA – 10º ano – FP 0,8
MRT – CAA 4 AWG	53
MRN – CAA 4 AWG	45
MRT – CAZ 3x2,25 mm	19

Considerando-se o terreno plano, traçado sem deflexões da rede, ancoragem dos condutores a cada quilômetro de rede, postes de 10 metros e distâncias cabosolo mínima de 6 metros, o número de estruturas por quilômetro foi calculado empregando-se o vão máximo admissível estipulados pelas referências [73], [77] e [80]. Nas referências citadas os parâmetros empregados foram a flecha máxima possível na temperatura de operação 50° C e tração do condutor inferior a 40% da tensão de ruptura.

²⁰ Este é o prazo médio de planejamento de redes empregado por várias concessionárias brasileiras para efetuar futuros reforços ou reformas no circuito planejado.

Nas condições acima, apresenta-se na Tabela 6.10 o comprimento máximo do vão para cada alternativa. Para o sistema MRN a flecha máxima observada é função da altura do condutor neutro ao solo, razão de menores vãos entre estruturas.

Tabela 6.10 – Vãos máximos entre estruturas [73, 77, 80]

Sistema - condutor	Vão (m)	Estruturas / km
MRT – CAA 4 AWG	167	6
MRN – CAA 4 AWG	100	10
MRT – CAZ 3x2,25 mm	250	4

Quanto ao custo dos estais, tanto os laterais quanto os longitudinais foram construídos com cabo de aço zincado 9,5 mm e hastes âncoras com chapa de aço à profundidade de 1200 mm. O custo representativo é R\$ 67,30 para cada estai no sistema MRN e de R\$ 66,67 para o sistema MRT. Este custo considera o terreno plano como premissa de projeto.

6.3.4 Comparativo econômico entre MRT e MRN – caso hipotético

Aplicando o método do “valor presente”, no Anexo II são apresentadas as estratificações dos custos iniciais e dos custos anuais. Na Tabela 6.11 é apresentado o valor atual das parcelas que compõem o custo inicial e o custo anual das alternativas simuladas para atendimento, na hipótese de uma rede com 10 km (um consumidor por quilômetro). Esta extensão foi escolhida por atender simultaneamente as três condições de atendimento simuladas. O crescimento dos custos é proporcional ao quilômetro de rede estendido de modo que a análise não se diferencia para outras distâncias observadas.

Pela metodologia apresentada, há uma redução de custo médio de 21,3% empregando-se o sistema MRT com condutor CAA 4 AWG e de 23,6% utilizando-se o sistema MRT CAZ 3 x 2,25 mm.

Tabela 6.11 – Valor atual dos custos das alternativas propostas (R\$) – 10 km rede

Tipo	MRT - CAA	MRT - CAZ	MRN - CAA
Custos Iniciais			
C_{MAT}	43.954,46	41.648,89	60.673,78
C_{MOC}	23.628,00	23.628,00	24.964,50
C_{MOP}	13.516,49	13.055,38	17.127,66
C_{ADM}	3.714,45	3.668,34	4209,22
C_I	84.813,40	82.000,60	106.975,15
Custos Anuais			
C_P	3.286,04	3.811,84	3.252,40
C_M	18.063,38	17.115,89	24.934,30
C_O	31.614,23	30.565,76	39.875,04
C_A	52.963,66	51.943,49	68.061,74
Custo Total			
C_I	84.813,40	82.000,60	106.975,15
C_A	52.963,66	51.943,49	68.061,74
C_T	137.777,06	133.494,09	175.036,89
Desvio % MRN			
$\% C_I$	- 20,7 %	- 23,4 %	0 %
$\% C_A$	- 22,2 %	- 23,7 %	0 %
$\% C_T$	- 21,3 %	- 23,7 %	0 %

Esperava-se uma redução maior dos custos de implantação do sistema MRT utilizando o condutor de aço zincado uma vez foi utilizado um número menor de estruturas por quilômetro de rede (redução de 33% no número de estruturas por quilômetro de rede). Com um custo de implantação menor, conseqüentemente o custo de manutenção também é menor. Entretanto, a economia observada entre as alternativas foi de apenas 3,3%.

A explicação vem do custo do quilômetro de condutor CAZ 3 x 2,25 mm que é 10% maior que o condutor CAA 4 AWG. O condutor de alumínio, por ter maior escala de fabricação em função de uma maior demanda das empresas de energia, tende a ter um preço menor que o condutor de aço zincado.

A parcela das perdas com condutor de aço zincado foi 15,9% maior que o observado nas demais alternativas, embora este valor ainda seja pequeno quando comparado com as demais parcelas de custos da rede.

O custo inicial médio por consumidor de cada alternativa foi de:

- (i) *CAA MRT*: R\$ 8.481,34;
- (ii) *CAZ MRT*: R\$ 8.200,06;
- (iii) *CAA MRN*: R\$ 10.697,52.

Dos dados apresentados na Tabela 6.11 e do detalhamento no *Anexo II* pode-se extrair algumas observações:

- (i) *Custo médio de implantação*: a alternativa MRT CAA representa uma economia de 20,8% sobre o custo do MRN CAA. Já a alternativa MRT CAZ representa uma economia de 23,4% em relação ao custo do MRN CAA;
- (ii) *Custos anuais*: a maior parcela dos custos anuais é relativo às quotas de depreciação, reversão e garantia que representam aproximadamente 23% do custo total da rede no período de 30 anos;
- (iii) *Custos de perdas elétricas*: comparando-se o custo das perdas elétricas com os demais, trata-se do menor custo entre as sete parcelas apresentadas. O motivo apontado é o baixo fator de carga utilizado nas simulações, que reflete tipicamente cargas de áreas rurais. Dentro das parcelas de perdas elétricas, a maior porção é relativa às perdas de núcleo do transformador;
- (iv) *Estruturas por quilômetro de rede*: pode ser verificado que o maior fator de redução de custos do sistema MRT é o emprego de maiores vãos entre estruturas por quilômetro de rede. Houve redução de 40% e 60% no número de estruturas por km de rede para os condutores CAA e CAZ respectivamente. Num terreno plano e estruturas de 10 m como o simulado, a distância cabo-solo para definição do comprimento de vão num sistema MRN é ajustada pela altura do condutor neutro

instalado a 7,25 m do solo, ou seja, a flecha máxima é de 1,25 m. No sistema MRT a distância cabo-solo é ajustada pela altura do condutor fase a 8,60 m do solo. A flecha máxima pode atingir até 2,6 m no meio do vão;

- (v) **Aterramento:** o aterramento simulado no sistema MRT foi composto por duas malhas independentes. O aterramento primário foi constituído de 15 hastes e o secundário por 3 hastes instalado na entrada de energia do consumidor. O custo de confecção do aterramento primário representou 8,7% do custo médio inicial, incluídos os custos de mão-de-obra própria e administração. No sistema MRN o aterramento²¹ de pára-raios em redes rurais adotado na prática pelas concessionárias é composto por três hastes independente do valor da resistividade do solo. Entretanto, um aterramento simples é construído a cada 200 metros de rede como ponto de conexão do condutor neutro com a terra. Assim, o custo inicial do aterramento verificado foi de 6,35% do custo médio inicial. A relação obtida para o sistema MRT só é alterada em função da resistividade do solo. Já a relação do sistema MRN é influenciada basicamente pelo comprimento da derivação monofásica. Quanto maior a extensão, maior o custo com os aterramentos ao longo da rede.

Comparando-se os números apresentados da simulação do MRN com os dados de atendimento aos novos consumidores do Programa Luz para Todos na área de concessão da CEMIG verifica-se que o custo apontado na simulação é 13% maior.

²¹ É uma prática das concessionárias utilizar somente três hastes no aterramento de pára-raios de redes rurais, independente do valor da resistividade do solo. Entende-se que a interligação deste aterramento com o condutor neutro e outros aterramentos remotos mantenha o potencial do condutor em níveis adequados. Este tema é abordado no *Anexo V* indicando uma situação reversa da esperada. Ademais, a proteção contra surtos é negligenciada, pois em altas frequências a influência dos aterramentos remotos pode ser desprezada.

No site da CEMIG informa-se que o custo estimado para atender cerca de 176 mil novas ligações é de 1,641 bilhão de reais, o que representa um custo de R\$ 9.323,86 por consumidor atendido enquanto o custo simulado foi de R\$ 10.697,52 por consumidor.

A diferença entre os valores calculados pode ser justificada pela simulação de construção da rede em terreno plano. O uso de um terreno plano para construção da rede mostrou-se uma situação severa de atendimento (majoração dos custos) para ambos sistemas, pois implicou no uso de um número maior de estruturas por quilômetro de rede.

6.3.5 Comparativo econômico entre MRT e MRN – caso real

Utilizou-se um projeto real de uma rede monofásica rural do tipo MRN elaborado para atender cinco consumidores com transformadores de 5 kVA. Trata-se de um projeto específico para atender cinco pequenas propriedades rurais na região de Lavras, sul de Minas Gerais.

O projeto original foi desenvolvido com base nas normas técnicas CEMIG de projetos de redes de distribuição rurais. Nesse projeto foram indicados os pontos notáveis do relevo, tais como elevações montanhosas, vales, plantações, riachos, estradas para que o menor número de estruturas por quilômetro de rede fosse utilizado. Com base nos dados de relevo do projeto foi adequada a construção de uma rede monofásica MRT empregando-se gabaritos construídos para este fim.

O relevo descrito em projeto é misto, possui aproximadamente 40% do comprimento em pequenas ondulações de terreno. Outros 60% têm relevo acidentado. Essa característica de projeto difere da primeira avaliação onde se considerou o terreno praticamente plano o que exigia um número maior de estruturas por quilômetro de rede. Outra importante avaliação são as mudanças de direção da rede. Há quatro mudanças de direção, com ângulos variando de 11° a 56°, situação esta não referenciada na primeira avaliação econômica dos sistemas.

No *Anexo III* são apresentadas as relações de estruturas empregadas para construção da rede no sistema MRN e no sistema MRT. Há um razoável aumento do número de estruturas empregando-se o MRN. Foram necessárias 30 estruturas MRT para atender os 5 consumidores, perfazendo uma média de 6 estruturas por consumidor. Quanto ao MRN, foram necessárias 35 estruturas, um aumento de 16,6% comparando-se número de estruturas ou média de 7 estruturas por consumidor.

Cabe salientar que os requisitos econômicos descritos no caso hipotético foram empregados para cálculos das perdas elétricas na rede. Entretanto, somente foram comparados os sistemas MRT e MRN empregando-se o condutor CAA 4 AWG.

Tabela 6.12 – Valor atual dos custos das alternativas propostas (R\$) – caso real

Tipo	MRT - CAA	MRN - CAA
Custos Iniciais		
C_{MAT}	29.552,38	38.637,51
C_{MOC}	16.666,18	18.449,77
C_{MOP}	9.243,71	11.417,46
C_{ADM}	2.590,99	2.986,72
C_I	58.053,26	71.491,46
Custos Anuais		
C_P	1.582,89	1.581,38
C_M	12.144,75	15.878,35
C_O	21.639,38	26.648,47
C_A	35.367,02	44.108,20
Custo Total		
C_I	58.053,26	71.491,46
C_A	35.367,02	44.108,20
C_T	93.420,28	115.599,66
Desvio % MRN		
$\% C_I$	- 18,8 %	0 %
$\% C_A$	- 19,8 %	0 %
$\% C_T$	- 19,2 %	0 %

Observou-se que a redução de custo do MRT em relação ao MRN na aplicação a um caso real é similar ao caso simulado, com erro de 2% entre as avaliações econômicas apresentadas. Enquanto o resultado do caso hipotético indicou 21,2% de redução de custo total, num caso real, o custo da rede MRT é 19,2% menor. Nessa perspectiva, as avaliações apresentadas para o caso simulado prevalecem na análise do caso real.

Em termos de emprego dos sistemas num caso real, observou-se que o custo inicial médio por consumidor de cada alternativa foi:

- (i) *CAA MRT*: R\$ 11.610,65;
- (ii) *CAA MRN*: R\$ 14.298,29.

Dos dados acima se observa que o custo inicial médio por consumidor foi maior que no caso hipotético. Em todos os casos, houve acréscimo de mais de 33% com relação aos valores apresentados do caso simulado. As razões para o incremento do custo inicial do caso real são uma maior distância entre consumidores e o uso de um menor número de consumidores na avaliação econômica de caso real.

Para todos os casos cabe salientar que, de acordo com as normas das principais concessionárias do país, todo transformador de distribuição rural de redes monofásicas com neutro multi-aterrado deve possuir resistência ôhmica de aterramento igual ou inferior a 80Ω vislumbrando atender os requisitos frente a surtos atmosféricos. Na prática, tal procedimento não é atendido.

Por esta razão, os custos de aterramento do sistema MRN foram quantificados levando em consideração a confecção de um aterramento com 3 eletrodos. Se, porventura emprega-se o critério de 80Ω para o aterramento de transformadores rurais, pode-se observar uma redução ainda maior dos custos relativos à eletrificação rural com sistema MRT, estimada em 22,7%.

7 Conclusões e Propostas de Continuidade

7.1 *Conclusões*

Neste trabalho procedeu-se o desenvolvimento de uma investigação sobre as potencialidades de aplicação de uma alternativa para redução de custos para projetos de eletrificação rural: o sistema monofilar com retorno por terra (MRT). Esta investigação compreendeu a análise técnica e econômica do sistema MRT, inclusive comparando-o com o sistema monofásico com neutro multi-aterrado (MRN), sistema convencional de distribuição de energia adotado atualmente pela maioria das concessionárias brasileiras para atendimento de áreas rurais.

A avaliação técnica do sistema MRT abordou uma análise sistemática do desempenho sob a ótica da regulação de tensão e da segurança para pessoas e animais.

A segurança de operação do sistema MRT está diretamente relacionada ao controle dos gradientes de potencial que surgem na superfície do solo nas adjacências do aterramento em condições de operação do sistema, seja regime permanente ou provocado por transitórios rápidos e lentos. Foram apresentados

dois diferentes métodos para controle de gradientes de potencial de aterramentos para sistemas MRT.

O método GPR baseia-se no critério de manter a elevação máxima do potencial da malha de aterramento em 27 V (bibliografias e normas técnicas brasileiras). Para tanto, consiste na padronização dos valores de resistência de aterramento em função da potência e tensão de fornecimento da unidade transformadora. É um método que maximiza o aspecto conservativo de segurança para pessoas e animais. Entretanto, o custo associado a obter reduzidos valores de resistência de aterramento nas condições de solo brasileiro é elevado. Outra desvantagem é a necessidade de construção de extensa malha de aterramento para conseguir a resistência de aterramento desejada. Grande parte das concessionárias brasileiras implantou sistemas MRT na década de 80, empregando o método GPR para controle de potenciais de aterramentos. Em razão dos elevados custos envolvidos na confecção dos aterramentos e a inobservância de critérios adequados às condições brasileiras, houve rejeição ao uso do sistema MRT.

Diferentemente do método GPR, o método de controle dos gradientes de potencial de superfície através de configurações geométricas de aterramento conduz a valores de resistência de aterramento bem maiores que os indicados no método GPR. Empregar aterramentos com valores de resistências de aterramento maiores implica em menor custo, por conseqüência, um menor custo inicial de atendimento. O método de controle de potenciais de superfície através de configurações geométricas adequadas baseia-se em utilizar a camada superficial do solo como atenuante do potencial do eletrodo e o verificado na superfície, conforme demonstrado no *Capítulo Cinco*. As hastes de aterramento devem ser instaladas em profundidades adequadas para atenuar o potencial disponível na superfície, no mínimo 50 cm de profundidade. Outros critérios norteiam o limite de valor da resistência de aterramento quando se emprega este método, dentre os quais pode-se citar a manutenção dos padrões de segurança para pessoas em condições de falta ou mesmo frente a surtos atmosféricos injetados no aterramento. Outra condição é a

manutenção da segurança de animais na hipótese de exposição na área do aterramento na condição de regime de carga.

Quanto ao desempenho do sistema principalmente voltado para o aspecto de regulação de tensão, descreveu-se a importância em definir o condutor a ser empregado uma vez que o uso do MRT se justifica pela redução de custos, a regulação de tensão tem parâmetros condicionantes usualmente diferentes dos estudados para sistemas trifásicos.

Com relação à tensão de fornecimento, pode-se concluir que a substituição (elevação) do nível da tensão de fornecimento com a finalidade de se aumentar a área ou a carga atendida por ramais MRT, não é tão simples, já que envolve a aquisição de todos os materiais e equipamentos utilizados na rede de distribuição numa tensão diferente da padronizada.

O parâmetro variação sazonal da resistência de aterramento influencia tanto na regulação de tensão da unidade transformadora quanto na manutenção da segurança do sistema. O uso de hastes profundas é uma das medidas a serem observadas em aterramentos de sistemas MRT de modo a minimizar os efeitos da variação sazonal do aterramento.

Foram simuladas condições típicas de atendimento a cargas rurais, em especial às do Programa Luz para Todos através de sistemas MRT e MRN com o objetivo foi compará-los tecnicamente. O parâmetro analisado foi a capacidade de atendimento, definida em função dos limites de queda de tensão no último consumidor. Como resultado, observou-se que o sistema MRT possui uma maior capacidade de atendimento que o sistema MRN. Em média, o MRT tem 15,6% maior capacidade de expansão da rede. Esta diferença está relacionada ao fato de que, no sistema MRN, a maior parcela da corrente de retorno se efetua pelo condutor neutro, que acumula ao longo da linha de distribuição, maior impedância série como maior volume de corrente ao longo dos trechos de retorno até a fonte.

A partir dos resultados técnicos de atendimento com os dois sistemas, procedeu-se a um estudo econômico comparativo de atendimento empregando-se MRT e MRN utilizando mesmo condutor (CAA 4AWG). Nesse estudo foram computados os custos iniciais e anuais de cada sistema tendo como parâmetro a vida útil da rede em 30 anos de operação. Como as receitas obtidas pela venda de energia são iguais nas condições de simulação, definiu-se que alternativa que apresentasse um menor custo total seria considerada como a alternativa viável economicamente. Nesta concepção, o sistema MRT apresentou um custo total 21% menor que o sistema MRN.

Uma análise dos dados disponíveis indica que a economia do sistema MRT está relacionada a um número menor de estruturas por quilômetro de rede. Conseqüentemente, tem-se um custo menor com materiais que reflete diretamente nos demais custos (mão-de-obra própria e contratada, administração, manutenção, depreciação, reversão e garantia).

A alternativa de uso de condutores de aço zincado CAZ 3 x 2,25 mm não apresentou redução relevante dos custos. A justificativa está relacionada a um custo maior de condutor por quilômetro de rede (cerca de 10%) em relação ao condutor CAA 4 AWG. Este custo é influenciado por uma menor aplicação do cabo de aço zincado nas redes, o que eleva o custo unitário por quilômetro de rede. Sua aplicação pode ser vinculada a derivações de rede para atender cliente único.

Vale ressaltar que os resultados técnicos e econômicos têm como base o emprego dos sistemas para atender áreas rurais, com baixo fator de carga. A elevação do fator de carga ou mesmo o atendimento a grandes propriedades deve ser objeto de estudo específico.

7.2 *Propostas de continuidade*

Ao longo do trabalho realizado, foi adotada uma abordagem simplificada que permitiu a identificação da influência de diversos parâmetros tanto no requisito desempenho quanto segurança de operação do sistema MRT.

A proposta de continuidade deste trabalho é a análise experimental através de redes MRT piloto, de forma a avaliar a aplicabilidade de algumas das conclusões apresentadas a casos mais genéricos e se buscar configurações específicas de aterramento para atender as particularidades do sistema MRT.

Outro ponto de interesse é investigar especificamente a não interligação entre os aterramentos primário e secundário. Do ponto de vista de regime permanente, não interligar os aterramentos é uma alternativa para evitar a transferência de potenciais para a unidade consumidora. Por outro lado, o transformador fica susceptível a falhas permanentes na ocorrência de disrupção causado por descargas atmosféricas. Para tanto, deve-se investigar em maior profundidade a alternativa de aplicação de pára-raios de média tensão que interligue os aterramentos primários e secundários para equalizar os potenciais na eventualidade de injeção de surtos atmosféricos pelo aterramento.

Referências Bibliográficas

- [1]. GOUVELLO, C., MAIGNE, Y., “Eletrificação rural descentralizada - uma oportunidade para a humanidade, técnicas para o planeta”, CRESESB-CEPEL, 456 p, Rio de Janeiro, 2003.
 - [2]. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, “Programa Luz Para Todos”, endereço internet (http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=8).
 - [3]. FERNANDES, J., PEREIRA, J. E., “Aplicação de cabos de aço zincado e aço-alumínio como neutro”, Anais do XI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI, Blumenau, 1992.
 - [4]. REDAÇÃO ALMANAQUE ABRIL, “Almanaque Abril Brasil 2005”, Abril, São Paulo, 2005.
 - [5]. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, “Censo Demográfico 2000”, IBGE, 2000.
 - [6]. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, “Censo Demográfico 2000”, endereço internet (<http://www.ibge.gov.br/censo>).
-

-
- [7]. OLIVEIRA, L.C., "Perspectivas para a eletrificação rural no novo cenário econômico-institucional do setor elétrico brasileiro", Dissertação de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 116 p, Rio de Janeiro, Março, 2001.
- [8]. MANCITYRE, A.C.A.S., "A expansão da eletrificação rural no Brasil", Monografia de Graduação em Ciências Econômicas., IE/UFRJ, Setembro, 1996.
- [9]. RIBEIRO, F.S., "Eletrificação rural de baixo custo", Tese (Livre Docência), Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 157 p, São Paulo, Junho, 1993.
- [10]. SILVA, M.R., VISACRO, S.F. et al., "Single wire earth return (SWER): Application in Brazilian Environment Conditions", Anais do IV International Conference on Grounding and Earthing (GROUND), pp. 302-307, Belo Horizonte, 2004.
- [11]. BARRETO, E., ABREU, H., et al., "Programa Luz no Campo - Uma Matriz para o Planejamento e Realização da Universalização dos Serviços de Energia Elétrica na Bahia", Anais do III Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos, Bahia, Maio, 2003.
- [12]. PEREIRA, O.L.S., "Rural electrification and multiple criteria analysis: a case study on state of Bahia, in Brazil", Dissertação de Mestrado, Universidade de Londres, 399 p, Londres, 1992.
- [13]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Programa Luz Para Todos", endereço internet (<http://www.cemig.com.br/luzpratodos>).
- [14]. COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO, "Utilização de energia elétrica no meio rural", CODI, Relatório 03.08, 1987.
-

-
- [15]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Projetos de redes de distribuição aéreas rurais", CEMIG, Manual de Distribuição 3.2, 1985.
- [16]. PELEGRINI, M.A., "Prática da eletrificação rural em São Paulo (1995-1997)", Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 162p, São Paulo, Maio, 1998.
- [17]. PAZZINI, L.H.A., "Avaliação de uma política pública de eletrificação rural", Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 134p, São Paulo, Maio, 1998.
- [18]. COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO, "Transformadores para eletrificação rural - pesquisa de características de cargas", CODI, Relatório 03.03, 1987.
- [19]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Compartilhamento de transformadores de distribuição em áreas rurais", CEMIG, Relatório Distribuição 02.111-EN/PE-3016, 2004.
- [20]. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A., "Escolha das tensões para redes monofilares com retorno por terra - MRT", ELETROBRÁS, Recomendação Técnica RER - 04, 1986.
- [21]. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A., "Seleção de sistemas - MRT", ELETROBRÁS, Recomendação Técnica RER - 05, 1986.
- [22]. GOMES, D.S.F., MACEDO, F.F., GUILLIOD, S.M., "Aterramento e proteção contra sobretensões em sistemas aéreos de distribuição", EDUFF, 358 p, Niterói, 1990.
- [23]. CENTRO DE PESQUISAS EM ENERGIA ELÉTRICA, "Diretrizes para elaboração de projetos de redes de distribuição rural", (versão 1.0), CEPTEL,
-

Relatório Técnico DPP/PER nº 915/2001, Rio de Janeiro, 2001.

- [24]. ROBERTSON, E., "Rural electrification by means of high voltage earth return power lines", paper nº 1933, 16 p, presented before a General Meeting of the Electrical and Communication Engineering Branch of the Sidney Division, Austrália, Aug., 1964.
- [25]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Utilização de sistemas MRT na área de concessão Cemig", CEMIG, Estudo de Distribuição 3.20, 1983.
- [26]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Utilização do método de controle dos potenciais de malhas para aplicação do sistema MRT - análise de viabilidade", CEMIG, Relatório Distribuição 02.111-DT/ED4 - 3050, 1987.
- [27]. MACIEL, N.F., "Análise do aterramento da subestação de distribuição num protótipo de sistema monofilar com retorno por terra", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Viçosa, 94 p, Viçosa, 1982.
- [28]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO, "Norma para fornecimento de energia elétrica pelo sistema MRT", CELPE, NE - 008/98, 1998.
- [29]. JUCÁ, A.S., "Eletrificação rural de baixo custo - norma técnica e vontade política", Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 190 p, São Paulo, Junho, 1998.
- [30]. CARVALHO, H.L., "Experiências com sistemas monofásicos com retorno por terra no Brasil", Eletricidade Moderna, pp. 32-36, Janeiro, 1987.
-

-
- [31]. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A., "Escolha de condutores para sistemas MRT", ELETROBRÁS, Recomendação Técnica RER - 07, 1986.
- [32]. TAYLOR, H.G., "The current-loading capacity of earth electrodes", *BEEIRA Journal IEE*, vol 77, April, 1935.
- [33]. PARNELL, T.M., "Sistemas monofilares com retorno pela terra - MRT para eletrificação rural", parte I e II, Projeto CEPTEL-LEE 3000/7068, Rio de Janeiro, 1978.
- [34]. SCHIESSER, M., "Bulletin de l'association Suisse des electricien", 45 p, Berna, Suisse, 1923.
- [35]. SILVA, A.R.J., LOPES, D.S., SERAPHIM, O.J. "Valores de resistência de aterramento projetados e medidos", Sociedade Brasileira de Engenharia Agrícola, pp 521-7, São Paulo, 1993.
- [36]. SUNDE, E. D., "Earth Conduction Effects in Transmission Systems", Dover Publications Inc., New York, 1968.
- [37]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Acompanhamento do desempenho de hastes de terra em solos de diferentes resistividades", CEMIG, Relatório Distribuição 02.111-DT/ED2-3011, 1983.
- [38]. CAMINHA, I.C.J. "Análise dos potenciais de superfície gerados no solo por um sistema monofilar com retorno por terra", Tese de Doutorado, FCA, Universidade Estadual Paulista, 115 p, Botucatu, São Paulo, Março, 2001.
- [39]. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, "Resolução 505", ANEEL, 2001.
-

-
- [40]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Proteção contra sobrecorrentes em redes de distribuição aéreas", CEMIG, Estudo de Distribuição 3.3, 1994.
- [41]. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A., "Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição", ELETROBRÁS, Coleção Distribuição de Energia Elétrica - vol. 2, 233 p, Rio de Janeiro, 1982.
- [42]. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A., "Proteção para sistemas MRT", ELETROBRÁS, Recomendação Técnica RER - 10, 1986.
- [43]. HIRSCHFELD, H., "Engenharia econômica e análise de custos", Atlas, 453 p, São Paulo, 1989.
- [44]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Proteção contra sobretensões em redes de distribuição aéreas", CEMIG, Estudo de Distribuição 3.4, 1995.
- [45]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Critérios para aterramentos de redes de distribuição", CEMIG, Estudo de Distribuição 3.14, 1992.
- [46]. VISACRO, S.F., "Aterramentos Elétricos: conceitos básicos, técnicas de medição e instrumentação, filosofias de aterramento", Artliber, 159 p, 2002.
- [47]. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, "Guide for Safety in Substation Grounding", IEEE STD 80, 1976 (Revised 1986).
- [48]. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A., "Aterramento para sistemas MRT", ELETROBRÁS, Recomendação Técnica RER - 09, 1986.
-

-
- [49]. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. "Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of ground system", IEEE-81, 44 p, New York, 1983.
- [50]. POWER LINES TELECOM AUSTRALIA AND ELECTRICITY SUPPLY ASSOCIATION OF AUSTRALIA, "Code of practice for earth return high voltage power lines", 37 p, Melbourne, Victoria, Austrália, 1977.
- [51]. MANDENO, L., "Rural power supply", Proceedings of the New Zeland Institution of Engineers, vol. 33, 1947.
- [52]. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION, "Effects of Currents Passing Through the Human Body", IEC-479, 1974.
- [53]. BOGUSHEVICH, M.S. et al., "Primary Criteria of Electrical Safety for Momentary 50 Hz currents", Elektrichestvo, nº 5, pp. 65-68, 1975.
- [54]. PORTELA, C., "Aspectos básicos das condições de segurança de pessoas em relação com descargas atmosféricas em subestações e linhas de transmissão - Exemplos de aplicação", Anais do XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, São Paulo, Maio, 1986.
- [55]. SOTILLE, C.A., "Cálculo de aterramentos em sistemas MRT", Eletricidade Moderna, pp. 18-36, Outubro, 1984.
- [56]. HARVEY, J.L.W., RICHARDSON, H.K., MONTGORNERY, I.B., "Single wire earth return high voltage distribution for Victorian rural áreas", pp. 1-11, Elect & Mech Engineering Transactions, May., 1959.
- [57]. VISACRO, S.F., CAMPOS, M.A., "Aplicação da aproximação potencial constante no projeto de malha de aterramento: análise de sensibilidade, testes
-

- experimentais com modelos reduzidos”, Anais do X Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, Curitiba, Out, 1989.
- [58]. COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO, “Recomendações para aterramento de equipamentos de redes e linhas de distribuição”, CODI, Projeto SCEI.12 - Aterramentos de redes de distribuição - ELETROBRÁS, 241 p, Rio de Janeiro, 1982.
- [59]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., “Determinação gráfica das correntes de curto-circuito”, CEMIG, Estudo de Distribuição 1.10, 1977.
- [60]. VISACRO, S.F., “Práticas e Técnicas de Projeto em Aterramentos Elétricos”, pp. 1-112, Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG, 1998.
- [61]. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, “Instalações Elétricas de Baixa Tensão”, ABNT NBR 5410, 2006.
- [62]. CONTI, A.R., “Proteção de redes elétricas de baixa tensão contra descargas atmosféricas: transferência de surtos através de transformadores de distribuição”, Dissertação de Mestrado, CPDEE, Universidade Federal de Minas Gerais, 166 p, Belo Horizonte, Minas Gerais, Dezembro, 2001.
- [63]. AFFONSO, O. F., “Simulação do aterramento em sistemas MRT”, Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 112p, São Paulo, Junho, 2001.
- [64]. CAMPOS, J.H., “Manual técnico de eletrificação rural: Sistema monofilar com retorno por terra (MRT)”, Guia Rural, Abril, 67 p, São Paulo, 1998.
-

-
- [65]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Critérios de cálculo de coeficientes de queda de tensão em redes de distribuição aéreas", CEMIG, Estudo de Distribuição 3.7, 1985.
- [66]. STEVESSON, W.D.J., "Elements of power system analysis", MacGraw-Hill Book Company, New York, 1955.
- [67]. GLOVER, J.D., SARMA, M., "Power system analysis and design", PWS Publishing Company, Boston, 1994.
- [68]. PEREIRA, C.S., "Transmissão de energia elétrica - Notas de aula", Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 1998.
- [69]. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, "Transformadores para redes aéreas de distribuição - Padronização", ABNT NBR 5440, 1984.
- [70]. WEG TRANSFORMADORES LTDA, "Manual de Transformadores", catálogo 750.15/0398.
- [71]. EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A., "Fornecimento de energia elétrica no sistema monofásico com retorno por terra (MRT)", ENERSUL, Orientação Técnica 01.2001, 2001.
- [72]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Ampacidade de condutores", CEMIG, Estudo de Distribuição 3.13, 1978.
- [73]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Utilização de condutores de aço em eletrificação rural", CEMIG, Estudo de Distribuição 3.18, 1985.
-

-
- [74]. BOEHNE, E.W., "Ground potentials associated with single line to ground faults", Março, 1974.
- [75]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Cálculo de impedâncias de seqüência em redes de distribuição aéreas", CEMIG, Estudo de Distribuição 3.21, 1983.
- [76]. HESS, G., MARQUES, J. L., PAES, L.C.R., PUCCIN, A., "Engenharia econômica", Difel, 165 p, São Paulo, 1977.
- [77]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Instalações básicas de redes de distribuição aéreas rurais", CEMIG, Manual de Distribuição 2.2, 1997.
- [78]. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A., "Recomendações de estruturas para redes monofilares com retorno por terra - MRT", ELETROBRÁS, Recomendação Técnica RER - 01, 1986.
- [79]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Tabela para orçamento - Maio 2005", CEMIG, Relatório 01000-ED-6001 [relatório de uso interno - consulta não disponível].
- [80]. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A., "Dimensionamento mecânico para sistemas MRT", ELETROBRÁS, Recomendação Técnica RER - 08, 1986.
- [81]. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S.A., "Contratação de serviços", CEMIG, Manual de Distribuição 6.5, 1997.
- [82]. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, "Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - Notas Técnicas 2005", endereço internet: aneel.gov.br/Arquivos/PDF/NT0312005SRDANEEL_13052005_CEMIG.pdf.
-

-
- [83]. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, "Redes de distribuição aérea rural de energia elétrica - Padronização", ABNT NBR 5433, 1982.
- [84]. SILVA, A.R.J., "Potenciais de passo em sistema monofilar com retorno por terra", *Eletricidade Moderna*, pp. 184-191, Maio, 2000.
- [85]. DALBEN, A.A., "Projeto de malha de aterramento de subestações - prática atual, necessidade e perspectivas de desenvolvimento", *Anais do IX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 1987.
- [86]. PEREIRA, M.L.F. "Aplicação do método de imagens complexas ao cálculo de malhas de aterramento em solos com estratificação horizontal", *Dissertação de Mestrado*, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 102 p, São Paulo, 1999.
- [87]. MCGRAW-EDISON COMPANY, "Distribution-System Protection Manual", McGraw-Edison Power Systems Division, Bulletin nº 71022, Pennsylvania, USA.
-

Anexos



Anexo I

Limites de Atendimento de Consumidores - queda de tensão 10%

I.1 - Atendimento com alternativa MRT - condutor CAZ 3 x 2,25 mm

Demanda: 1,8 kVA / cons / km - FP 0,8 - 200 kWh / mês.cons - Queda Tensão 10%										
Trecho	V carga	Ip	Ip Acum	V ft	QDT trch	%	p cond	p ater	p tr	p tot
20	216,00	0,2510	0,25	7263,34	3,87	90,00%	1,11	5,04	50	6,16
19	216,14	0,2509	0,50	7267,21	7,74	90,06%	4,45	5,04	50	15,64
18	216,37	0,2506	0,75	7274,95	11,60	90,15%	10,01	5,02	50	30,67
17	216,73	0,2502	1,00	7286,55	15,46	90,30%	17,77	5,01	50	53,45
16	217,20	0,2497	1,25	7302,02	19,31	90,50%	27,72	4,99	50	86,15
15	217,79	0,2490	1,50	7321,33	23,15	90,74%	39,83	4,96	50	130,94
14	218,49	0,2482	1,75	7344,48	26,98	91,04%	54,09	4,93	50	189,95
13	219,32	0,2472	2,00	7371,46	30,79	91,38%	70,45	4,89	50	265,30
12	220,26	0,2462	2,24	7402,25	34,59	91,77%	88,90	4,85	50	359,04
11	221,31	0,2450	2,49	7436,84	38,37	92,21%	109,38	4,80	50	473,23
10	222,48	0,2437	2,73	7475,20	42,12	92,70%	131,86	4,75	50	609,84
9	223,76	0,2423	2,97	7517,33	45,86	93,24%	156,29	4,70	50	770,83
8	225,16	0,2408	3,21	7563,19	49,57	93,82%	182,63	4,64	50	958,10
7	226,67	0,2392	3,45	7612,76	53,26	94,45%	210,82	4,58	50	1173,50
6	228,30	0,2375	3,69	7666,02	56,93	95,12%	240,81	4,51	50	1418,82
5	230,03	0,2357	3,93	7722,95	60,56	95,85%	272,55	4,45	50	1695,81
4	231,88	0,2338	4,16	7783,51	64,17	96,62%	305,97	4,37	50	2006,16
3	233,83	0,2319	4,39	7847,68	67,74	97,43%	341,02	4,30	50	2351,48
2	235,90	0,2299	4,62	7915,42	71,29	98,29%	377,64	4,23	50	2733,35
1	238,07	0,2278	4,85	7986,70	74,80	99,19%	415,77	4,15	50	3153,28

Legenda:

Vcarga: tensão secundária (V) nos terminais do transformador do trecho (n);

Ip: corrente primária (A) gerada pelo transformador instalado no trecho (n);

Ip Acum: corrente primária (A) acumulada no trecho (n);

Vft: tensão (V) nos terminais do transformador instalado no trecho (n);

QDT trch: queda de tensão computada no trecho (n);

%: limite de queda de tensão observado no trecho (n);

p cond: perdas elétricas no condutor no trecho (n);

p ater: perdas elétricas no aterramento do trecho (n);

p tr: perdas elétricas no transformador do trecho (n);

p tot: perdas elétricas totais no trecho (n).

I.2 - Atendimento com alternativa MRT - condutor CAA 4 AWG

Demanda: 1,8 kVA / cons / km - FP 0,8 - 200 kWh / mês.cons - Queda Tensão 10%

Trecho	V carga	I p	I p Acum	V ft	QDT trch	%	p cond	p ater	p tr	p tot
55	216,00	0,2510	0,25	7263,34	0,53	90,00%	0,10	5,04	50	5,14
54	216,03	0,2510	0,50	7263,87	1,06	90,01%	0,40	5,04	50	10,58
53	216,07	0,2510	0,75	7264,93	1,59	90,03%	0,90	5,04	50	16,52
52	216,11	0,2509	1,00	7266,51	2,12	90,05%	1,60	5,04	50	23,16
51	216,18	0,2508	1,25	7268,63	2,64	90,07%	2,50	5,03	50	30,70
50	216,26	0,2507	1,51	7271,27	3,17	90,11%	3,60	5,03	50	39,33
49	216,36	0,2506	1,76	7274,45	3,70	90,15%	4,90	5,02	50	49,26
48	216,47	0,2505	2,01	7278,15	4,23	90,20%	6,40	5,02	50	60,68
47	216,60	0,2503	2,26	7282,38	4,76	90,25%	8,10	5,01	50	73,79
46	216,74	0,2502	2,51	7287,14	5,28	90,31%	9,99	5,01	50	88,79
45	216,90	0,2500	2,76	7292,42	5,81	90,38%	12,08	5,00	50	105,87
44	217,08	0,2498	3,01	7298,23	6,34	90,45%	14,37	4,99	50	125,24
43	217,28	0,2496	3,26	7304,57	6,86	90,53%	16,86	4,98	50	147,08
42	217,48	0,2493	3,51	7311,44	7,39	90,62%	19,54	4,97	50	171,59
41	217,71	0,2491	3,75	7318,83	7,91	90,71%	22,41	4,96	50	198,97
40	217,95	0,2488	4,00	7326,74	8,44	90,81%	25,48	4,95	50	229,40
39	218,21	0,2485	4,25	7335,18	8,96	90,92%	28,74	4,94	50	263,09
38	218,48	0,2482	4,50	7344,14	9,49	91,03%	32,20	4,93	50	300,21
37	218,77	0,2479	4,75	7353,63	10,01	91,16%	35,84	4,91	50	340,97
36	219,08	0,2475	5,00	7363,64	10,53	91,28%	39,68	4,90	50	385,54
35	219,40	0,2471	5,24	7374,17	11,05	91,42%	43,70	4,89	50	434,13
34	219,74	0,2468	5,49	7385,22	11,57	91,56%	47,91	4,87	50	486,91
33	220,09	0,2464	5,74	7396,79	12,09	91,70%	52,31	4,86	50	544,07
32	220,46	0,2460	5,98	7408,88	12,61	91,86%	56,89	4,84	50	605,80
31	220,84	0,2455	6,23	7421,49	13,13	92,02%	61,65	4,82	50	672,27
30	221,24	0,2451	6,47	7434,62	13,64	92,18%	66,60	4,81	50	743,68
29	221,66	0,2446	6,72	7448,26	14,16	92,36%	71,73	4,79	50	820,20
28	222,09	0,2442	6,96	7462,42	14,67	92,54%	77,04	4,77	50	902,01
27	222,54	0,2437	7,20	7477,09	15,19	92,72%	82,53	4,75	50	989,29
26	223,00	0,2432	7,45	7492,28	15,70	92,92%	88,19	4,73	50	1082,21
25	223,48	0,2426	7,69	7507,98	16,21	93,12%	94,03	4,71	50	1180,95
24	223,97	0,2421	7,93	7524,19	16,72	93,32%	100,05	4,69	50	1285,69
23	224,48	0,2415	8,17	7540,91	17,23	93,53%	106,23	4,67	50	1396,59
22	225,01	0,2410	8,42	7558,15	17,74	93,75%	112,59	4,65	50	1513,82
21	225,55	0,2404	8,66	7575,88	18,25	93,98%	119,11	4,62	50	1637,55
20	226,11	0,2398	8,90	7594,13	18,75	94,21%	125,80	4,60	50	1767,96
19	226,68	0,2392	9,13	7612,88	19,26	94,45%	132,66	4,58	50	1905,20
18	227,26	0,2386	9,37	7632,14	19,76	94,69%	139,68	4,55	50	2049,43
17	227,87	0,2380	9,61	7651,89	20,26	94,94%	146,86	4,53	50	2200,82
16	228,48	0,2373	9,85	7672,15	20,76	95,20%	154,20	4,51	50	2359,53
15	229,12	0,2367	10,09	7692,91	21,26	95,47%	161,70	4,48	50	2525,72
14	229,76	0,2360	10,32	7714,17	21,76	95,74%	169,36	4,46	50	2699,54
13	230,43	0,2353	10,56	7735,93	22,25	96,01%	177,17	4,43	50	2881,14
12	231,11	0,2346	10,79	7758,18	22,75	96,29%	185,13	4,40	50	3070,68
11	231,80	0,2339	11,03	7780,93	23,24	96,58%	193,25	4,38	50	3268,30
10	232,51	0,2332	11,26	7804,17	23,73	96,88%	201,51	4,35	50	3474,16
9	233,23	0,2325	11,49	7827,90	24,22	97,18%	209,92	4,32	50	3688,41
8	233,97	0,2318	11,72	7852,12	24,71	97,49%	218,47	4,30	50	3911,17
7	234,72	0,2310	11,95	7876,83	25,20	97,80%	227,17	4,27	50	4142,61
6	235,49	0,2303	12,18	7902,03	25,68	98,12%	236,00	4,24	50	4382,86
5	236,27	0,2295	12,41	7927,71	26,17	98,45%	244,98	4,21	50	4632,05
4	237,07	0,2287	12,64	7953,88	26,65	98,78%	254,09	4,19	50	4890,32
3	237,88	0,2279	12,87	7980,53	27,13	99,12%	263,33	4,16	50	5157,81
2	238,70	0,2272	13,10	8007,66	27,61	99,46%	272,71	4,13	50	5434,65
1	239,54	0,2264	13,32	8035,26	28,09	99,81%	282,22	4,10	50	5720,97

I.3 - Atendimento com alternativa MRN - condutor CAA 4 AWG

Demanda: 1,8 kVA / cons / km - FP 0,8 - 200 kWh / mês.cons - Queda Tensão 10%

Trecho	V carga	Ip	Ip Acum	V ft	QDT trch	%	p cond	p ater	p tr	p tot
48	216,00	0,2510	0,25	7246,72	0,71	90,00%	0,17	0,00	50,00	0,17
47	216,02	0,2510	0,50	7247,42	1,42	90,01%	0,68	0,00	50,00	0,84
46	216,06	0,2510	0,75	7248,84	2,13	90,03%	1,52	0,00	50,00	2,36
45	216,13	0,2509	1,00	7250,97	2,84	90,05%	2,70	0,00	50,00	5,06
44	216,22	0,2508	1,25	7253,81	3,54	90,09%	4,22	0,00	50,00	9,28
43	216,32	0,2507	1,51	7257,35	4,25	90,13%	6,07	0,00	50,00	15,35
42	216,45	0,2505	1,76	7261,60	4,96	90,19%	8,26	0,00	50,00	23,61
41	216,60	0,2503	2,01	7266,56	5,67	90,25%	10,78	0,00	50,00	34,39
40	216,78	0,2501	2,26	7272,23	6,37	90,32%	13,64	0,00	50,00	48,03
39	216,97	0,2499	2,51	7278,61	7,08	90,40%	16,83	0,00	50,00	64,86
38	217,19	0,2497	2,76	7285,69	7,79	90,49%	20,35	0,00	50,00	85,20
37	217,42	0,2494	3,01	7293,47	8,49	90,59%	24,20	0,00	50,00	109,40
36	217,68	0,2491	3,25	7301,96	9,19	90,70%	28,37	0,00	50,00	137,77
35	217,96	0,2488	3,50	7311,15	9,90	90,82%	32,88	0,00	50,00	170,65
34	218,26	0,2484	3,75	7321,05	10,60	90,94%	37,70	0,00	50,00	208,35
33	218,59	0,2481	4,00	7331,65	11,30	91,08%	42,86	0,00	50,00	251,20
32	218,93	0,2477	4,25	7342,95	12,00	91,22%	48,33	0,00	50,00	299,53
31	219,30	0,2473	4,49	7354,95	12,70	91,37%	54,12	0,00	50,00	353,65
30	219,68	0,2468	4,74	7367,64	13,39	91,53%	60,22	0,00	50,00	413,87
29	220,09	0,2464	4,99	7381,04	14,09	91,70%	66,65	0,00	50,00	480,52
28	220,52	0,2459	5,23	7395,13	14,79	91,88%	73,38	0,00	50,00	553,90
27	220,97	0,2454	5,48	7409,92	15,48	92,07%	80,42	0,00	50,00	634,32
26	221,44	0,2449	5,72	7425,39	16,17	92,27%	87,77	0,00	50,00	722,09
25	221,93	0,2443	5,97	7441,56	16,86	92,47%	95,42	0,00	50,00	817,51
24	222,44	0,2438	6,21	7458,43	17,55	92,69%	103,38	0,00	50,00	920,89
23	222,98	0,2432	6,46	7475,97	18,24	92,91%	111,63	0,00	50,00	1032,52
22	223,53	0,2426	6,70	7494,21	18,92	93,14%	120,18	0,00	50,00	1152,70
21	224,11	0,2420	6,94	7513,13	19,61	93,38%	129,02	0,00	50,00	1281,71
20	224,71	0,2413	7,18	7532,74	20,29	93,63%	138,14	0,00	50,00	1419,86
19	225,32	0,2406	7,42	7553,02	20,97	93,88%	147,56	0,00	50,00	1567,41
18	225,96	0,2400	7,66	7573,99	21,64	94,15%	157,25	0,00	50,00	1724,67
17	226,62	0,2393	7,90	7595,63	22,32	94,42%	167,23	0,00	50,00	1891,90
16	227,30	0,2386	8,14	7617,96	22,99	94,71%	177,48	0,00	50,00	2069,38
15	228,00	0,2378	8,38	7640,95	23,67	95,00%	188,00	0,00	50,00	2257,39
14	228,72	0,2371	8,61	7664,62	24,34	95,30%	198,80	0,00	50,00	2456,18
13	229,46	0,2363	8,85	7688,95	25,00	95,61%	209,85	0,00	50,00	2666,03
12	230,22	0,2355	9,09	7713,96	25,67	95,92%	221,17	0,00	50,00	2887,20
11	231,00	0,2347	9,32	7739,62	26,33	96,25%	232,75	0,00	50,00	3119,95
10	231,80	0,2339	9,55	7765,96	26,99	96,58%	244,57	0,00	50,00	3364,52
9	232,62	0,2331	9,79	7792,95	27,65	96,92%	256,65	0,00	50,00	3621,17
8	233,46	0,2323	10,02	7820,60	28,31	97,28%	268,98	0,00	50,00	3890,15
7	234,32	0,2314	10,25	7848,91	28,96	97,63%	281,54	0,00	50,00	4171,70
6	235,20	0,2305	10,48	7877,87	29,61	98,00%	294,35	0,00	50,00	4466,05
5	236,10	0,2297	10,71	7907,48	30,26	98,38%	307,39	0,00	50,00	4773,44
4	237,02	0,2288	10,94	7937,74	30,91	98,76%	320,66	0,00	50,00	5094,09
3	237,96	0,2279	11,17	7968,65	31,55	99,15%	334,16	0,00	50,00	5428,25
2	238,92	0,2270	11,40	8000,20	32,19	99,55%	347,87	0,00	50,00	5776,12
1	239,90	0,2260	11,62	8032,40	32,83	99,96%	361,81	0,00	50,00	6137,94

Anexo II

Comparação de Custos entre Alternativas (caso hipotético)

Em todos os itens, a linha indicada delimita uma queda de tensão 10% no último consumidor.

II.1 - Estratificação de custos da alternativa MRT (CAZ 3 x 2,25mm)

Demanda diversificada: 1,8 kVA / cons / km - FP 0,8 - 200 kWh / mês.cons - Queda Tensão 10%										
KM	CMAT	CMOC	CMOP	CADM	CI	CP	CM	CO	CA	CT
1	3.833,52	2.422,20	1.251,14	367,33	7.874,20	324,82	1.575,41	2.935,11	4.835,34	12.709,53
2	8.035,23	4.778,40	2.562,73	734,11	16.110,46	654,31	3.302,13	6.005,18	9.961,62	26.072,08
3	12.236,93	7.134,60	3.874,31	1.100,89	24.346,73	991,55	5.028,85	9.075,25	15.095,65	39.442,38
4	16.438,64	9.490,80	5.185,89	1.467,67	32.583,00	1.339,56	6.755,57	12.145,33	20.240,46	52.823,46
5	20.640,35	11.847,00	6.497,47	1.834,45	40.819,26	1.701,29	8.482,29	15.215,40	25.398,98	66.218,25
6	24.842,06	14.203,20	7.809,05	2.201,23	49.055,53	2.079,61	10.209,01	18.285,47	30.574,09	79.629,62
7	29.043,76	16.559,40	9.120,63	2.568,00	57.291,80	2.477,25	11.935,73	21.355,54	35.768,52	93.060,32
8	33.245,47	18.915,60	10.432,21	2.934,78	65.528,07	2.896,86	13.662,45	24.425,62	40.984,92	106.512,99
9	37.447,18	21.271,80	11.743,80	3.301,56	73.764,33	3.340,93	15.389,17	27.495,69	46.225,79	119.990,13
10	41.648,89	23.628,00	13.055,38	3.668,34	82.000,60	3.811,84	17.115,89	30.565,76	51.493,49	133.494,09
11	45.850,59	25.984,20	14.366,96	4.035,12	90.236,87	4.311,79	18.842,61	33.635,83	56.790,24	147.027,11
12	50.052,30	28.340,40	15.678,54	4.401,89	98.473,13	4.842,86	20.569,33	36.705,91	62.118,10	160.591,23
13	54.254,01	30.696,60	16.990,12	4.768,67	106.709,40	5.406,94	22.296,05	39.775,98	67.478,97	174.188,37
14	58.455,72	33.052,80	18.301,70	5.135,45	114.945,67	6.005,81	24.022,77	42.846,05	72.874,63	187.820,30
15	62.657,42	35.409,00	19.613,28	5.502,23	123.181,94	6.641,05	25.749,49	45.916,12	78.306,66	201.488,60
16	66.859,13	37.765,20	20.924,87	5.869,01	131.418,20	7.314,13	27.476,21	48.986,19	83.776,53	215.194,74
17	71.060,84	40.121,40	22.236,45	6.235,78	139.654,47	8.026,34	29.202,93	52.056,27	89.285,54	228.940,01
18	75.262,55	42.477,60	23.548,03	6.602,56	147.890,74	8.778,87	30.929,65	55.126,34	94.834,86	242.725,59
19	79.464,25	44.833,80	24.859,61	6.969,34	156.127,00	9.572,73	32.656,37	58.196,41	100.425,51	256.552,51
20	83.665,96	47.190,00	26.171,19	7.336,12	164.363,27	10.408,83	34.383,09	61.266,48	106.058,40	270.421,67
21	87.867,67	49.546,20	27.482,77	7.702,90	172.599,54	11.267,94	36.109,81	64.336,56	111.734,31	284.333,85
22	92.069,38	51.902,40	28.794,36	8.069,68	180.835,81	12.210,75	37.836,53	67.406,63	117.453,91	298.289,71
23	96.271,08	54.258,60	30.105,94	8.436,45	189.072,07	13.177,80	39.563,25	70.476,70	123.217,75	312.289,82

II.2 - Estratificação de custos da alternativa MRT (CAA 4AWG)

Demanda diversificada: 1,8 kVA / cons / km - FP 0,8 - 200 kWh / mês.cons - Queda Tensão 10%										
KM	CMAT	CMOC	CMOP	CADM	CI	CP	CM	CO	CA	CT
1	4.064,08	2.422,20	1.297,26	371,95	8.155,48	323,39	1.670,16	3.039,96	5.033,50	13.188,98
2	8.496,34	4.778,40	2.654,95	743,33	16.673,02	647,19	3.491,63	6.214,88	10.353,70	27.026,72
3	12.928,61	7.134,60	4.012,64	1.114,72	25.190,57	971,70	5.313,10	9.389,80	15.674,59	40.865,16
4	17.360,87	9.490,80	5.370,33	1.486,11	33.708,12	1.297,18	7.134,57	12.564,72	20.996,46	54.704,58
5	21.793,14	11.847,00	6.728,03	1.857,50	42.225,66	1.623,92	8.956,04	15.739,64	26.319,59	68.545,25
6	26.225,40	14.203,20	8.085,72	2.228,89	50.743,21	1.952,18	10.777,51	18.914,56	31.644,25	82.387,46
7	30.657,67	16.559,40	9.443,41	2.600,28	59.260,76	2.282,26	12.598,97	22.089,47	36.970,71	96.231,47
8	35.089,93	18.915,60	10.801,11	2.971,67	67.778,31	2.614,41	14.420,44	25.264,39	42.299,25	110.077,56
9	39.522,20	21.271,80	12.158,80	3.343,06	76.295,85	2.948,92	16.241,91	28.439,31	47.630,14	123.926,00
10	43.954,46	23.628,00	13.516,49	3.714,45	84.813,40	3.286,04	18.063,38	31.614,23	52.963,66	137.777,06
11	48.386,73	25.984,20	14.874,19	4.085,84	93.330,95	3.626,05	19.884,85	34.789,15	58.300,06	151.631,00
12	52.818,99	28.340,40	16.231,88	4.457,23	101.848,50	3.969,21	21.706,32	37.964,07	63.639,61	165.488,10
13	57.251,26	30.696,60	17.589,57	4.828,62	110.366,04	4.315,79	23.527,79	41.138,99	68.982,57	179.348,61
14	61.683,52	33.052,80	18.947,26	5.200,01	118.883,59	4.666,03	25.349,26	44.313,91	74.329,20	193.212,79
15	66.115,79	35.409,00	20.304,96	5.571,40	127.401,14	5.020,20	27.170,73	47.488,83	79.679,76	207.080,90
16	70.548,05	37.765,20	21.662,65	5.942,79	135.918,69	5.378,56	28.992,20	50.663,75	85.034,51	220.953,19
17	74.980,32	40.121,40	23.020,34	6.314,17	144.436,23	5.741,34	30.813,67	53.838,67	90.393,67	234.829,91
18	79.412,58	42.477,60	24.378,04	6.685,56	152.953,78	6.108,79	32.635,14	57.013,59	95.757,52	248.711,30
19	83.844,85	44.833,80	25.735,73	7.056,95	161.471,33	6.481,16	34.456,61	60.188,51	101.126,27	262.597,60
20	88.277,11	47.190,00	27.093,42	7.428,34	169.988,87	6.858,68	36.278,08	63.363,43	106.500,18	276.489,06
21	92.709,38	49.546,20	28.451,12	7.799,73	178.506,42	7.241,59	38.099,54	66.538,35	111.879,48	290.385,90
22	97.141,64	51.902,40	29.808,81	8.171,12	187.023,97	7.630,11	39.921,01	69.713,27	117.264,39	304.288,36
23	101.573,91	54.258,60	31.166,50	8.542,51	195.541,52	8.024,47	41.742,48	72.888,19	122.655,14	318.196,65
24	106.006,17	56.614,80	32.524,19	8.913,90	204.059,06	8.424,89	43.563,95	76.063,11	128.051,95	332.111,01
25	110.438,44	58.971,00	33.881,89	9.285,29	212.576,61	8.831,58	45.385,42	79.238,03	133.455,03	346.031,64
26	114.870,70	61.327,20	35.239,58	9.656,68	221.094,16	9.244,76	47.206,89	82.412,95	138.864,60	359.958,76
27	119.302,97	63.683,40	36.597,27	10.028,07	229.611,71	9.664,64	49.028,36	85.587,87	144.280,86	373.892,57
28	123.735,23	66.039,60	37.954,97	10.399,46	238.129,25	10.091,40	50.849,83	88.762,79	149.704,02	387.833,27
29	128.167,50	68.395,80	39.312,66	10.770,85	246.646,80	10.525,26	52.671,30	91.937,71	155.134,27	401.781,07
30	132.599,76	70.752,00	40.670,35	11.142,24	255.164,35	10.966,40	54.492,77	95.112,63	160.571,80	415.736,14
31	137.032,03	73.108,20	42.028,05	11.513,62	263.681,89	11.415,01	56.314,24	98.287,55	166.016,79	429.698,69
32	141.464,29	75.464,40	43.385,74	11.885,01	272.199,44	11.871,27	58.135,71	101.462,47	171.469,44	443.668,89
33	145.896,56	77.820,60	44.743,43	12.256,40	280.716,99	12.335,36	59.957,18	104.637,38	176.929,92	457.646,91
34	150.328,82	80.176,80	46.101,12	12.627,79	289.234,54	12.807,45	61.778,64	107.812,30	182.398,40	471.632,94
35	154.761,09	82.533,00	47.458,82	12.999,18	297.752,08	13.287,71	63.600,11	110.987,22	187.875,04	485.627,13
36	159.193,35	84.889,20	48.816,51	13.370,57	306.269,63	13.776,29	65.421,58	114.162,14	193.360,02	499.629,65
37	163.625,62	87.245,40	50.174,20	13.741,96	314.787,18	14.273,36	67.243,05	117.337,06	198.853,47	513.640,65
38	168.057,88	89.601,60	51.531,90	14.113,35	323.304,73	14.779,06	69.064,52	120.511,98	204.355,57	527.660,29
39	172.490,15	91.957,80	52.889,59	14.484,74	331.822,27	15.293,55	70.885,99	123.686,90	209.866,45	541.688,72
40	176.922,41	94.314,00	54.247,28	14.856,13	340.339,82	15.816,97	72.707,46	126.861,82	215.386,25	555.726,07
41	181.354,68	96.670,20	55.604,98	15.227,52	348.857,37	16.349,45	74.528,93	130.036,74	220.915,12	569.772,49
42	185.786,94	99.026,40	56.962,67	15.598,91	357.374,91	16.891,12	76.350,40	133.211,66	226.453,18	583.828,09
43	190.219,21	101.382,60	58.320,36	15.970,30	365.892,46	17.442,11	78.171,87	136.386,58	232.000,56	597.893,03
44	194.651,47	103.738,80	59.678,05	16.341,69	374.410,01	18.002,55	79.993,34	139.561,50	237.557,39	611.967,40
45	199.083,74	106.095,00	61.035,75	16.713,07	382.927,56	18.572,56	81.814,81	142.736,42	243.123,78	626.051,34
46	203.516,00	108.451,20	62.393,44	17.084,46	391.445,10	19.152,23	83.636,28	145.911,34	248.699,85	640.144,95
47	207.948,27	110.807,40	63.751,13	17.455,85	399.962,65	19.741,69	85.457,75	149.086,26	254.285,70	654.248,35
48	212.380,53	113.163,60	65.108,83	17.827,24	408.480,20	20.341,04	87.279,21	152.261,18	259.881,44	668.361,64
49	216.812,80	115.519,80	66.466,52	18.198,63	416.997,75	20.950,38	89.100,68	155.436,10	265.487,16	682.484,91
50	221.245,06	117.876,00	67.824,21	18.570,02	425.515,29	21.569,80	90.922,15	158.611,02	271.102,97	696.618,27
51	225.677,33	120.232,20	69.181,91	18.941,41	434.032,84	22.221,85	92.743,62	161.785,94	277.051,41	711.084,25
52	230.109,59	122.588,40	70.539,60	19.312,80	442.550,39	23.496,81	94.565,09	164.960,86	283.022,76	725.573,14
53	234.541,86	124.944,60	71.897,29	19.684,19	451.067,94	24.494,75	96.386,56	168.135,78	289.017,09	740.085,02
54	238.974,12	127.300,80	73.254,98	20.055,58	459.585,48	25.515,76	98.208,03	171.310,70	295.034,49	754.619,97
55	243.406,39	129.657,00	74.612,68	20.426,97	468.103,03	26.559,91	100.029,50	174.485,62	301.075,03	769.178,06
56	247.838,65	132.013,20	75.970,37	20.798,36	476.620,58	27.627,28	101.850,97	177.660,54	307.138,78	783.759,36
57	252.270,92	134.369,40	77.328,06	21.169,75	485.138,12	28.717,92	103.672,44	180.835,46	313.225,81	798.363,94

II.3 - Estratificação de custos da alternativa MRN (CAA 4AWG)

Demanda diversificada: 1,8 kVA / cons / km - FP 0,8 - 200 kWh / mês.cons - Queda Tensão 10%										
KM	CMAT	CMOC	CMOP	CADM	CI	CP	CM	CO	CA	CT
1	5.722,03	2.555,85	1.655,58	421,14	10.354,60	316,37	2.351,51	3.859,68	6.527,56	16.882,16
2	11.827,78	5.045,70	3.374,70	842,04	21.090,22	633,46	4.860,71	7.861,39	13.355,55	34.445,76
3	17.933,53	7.535,55	5.093,82	1.262,94	31.825,83	951,73	7.369,91	11.863,09	20.184,73	52.010,56
4	24.039,28	10.025,40	6.812,94	1.683,83	42.561,45	1.271,67	9.879,10	15.864,80	27.015,57	69.577,02
5	30.145,03	12.515,25	8.532,06	2.104,73	53.297,07	1.593,74	12.388,30	19.866,51	33.848,55	87.145,61
6	36.250,78	15.005,10	10.251,18	2.525,63	64.032,68	1.918,41	14.897,50	23.868,21	40.684,13	104.716,81
7	42.356,53	17.494,95	11.970,30	2.946,52	74.768,30	2.246,16	17.406,70	27.869,92	47.522,78	122.291,08
8	48.462,28	19.984,80	13.689,42	3.367,42	85.503,92	2.577,43	19.915,90	31.871,62	54.364,96	139.868,88
9	54.568,03	22.474,65	15.408,54	3.788,32	96.239,53	2.912,70	22.425,10	35.873,33	61.211,13	157.450,66
10	60.673,78	24.964,50	17.127,66	4.209,22	106.975,15	3.252,40	24.934,30	39.875,04	68.061,74	175.038,89
11	66.779,53	27.454,35	18.846,78	4.630,11	117.710,77	3.597,00	27.443,50	43.876,74	74.917,24	192.626,01
12	72.885,28	29.944,20	20.565,90	5.051,01	128.446,39	3.946,93	29.952,70	47.878,45	81.778,07	210.224,46
13	78.991,03	32.434,05	22.285,02	5.471,91	139.182,00	4.302,62	32.461,90	51.880,15	88.644,67	227.826,68
14	85.096,78	34.923,90	24.004,14	5.892,80	149.917,62	4.664,51	34.971,10	55.881,86	95.517,47	245.435,09
15	91.202,53	37.413,75	25.723,26	6.313,70	160.653,24	5.033,02	37.480,30	59.883,57	102.396,88	263.050,11
16	97.308,28	39.903,60	27.442,38	6.734,60	171.388,85	5.408,55	39.989,50	63.885,27	109.283,32	280.672,17
17	103.414,03	42.393,45	29.161,50	7.155,49	182.124,47	5.791,53	42.498,69	67.886,98	116.177,20	298.301,67
18	109.519,78	44.883,30	30.880,62	7.576,39	192.860,09	6.182,34	45.007,89	71.888,69	123.078,92	315.939,00
19	115.625,53	47.373,15	32.599,74	7.997,29	203.595,70	6.581,37	47.517,09	75.890,39	129.988,66	333.584,56
20	121.731,28	49.863,00	34.318,86	8.418,19	214.331,32	6.989,01	50.026,29	79.892,10	136.907,40	351.238,72
21	127.837,03	52.352,85	36.037,98	8.839,08	225.066,94	7.405,63	52.535,49	83.893,80	143.834,93	368.901,87
22	133.942,78	54.842,70	37.757,10	9.259,98	235.802,56	7.831,59	55.044,69	87.895,51	150.771,79	386.574,35
23	140.048,53	57.332,55	39.476,22	9.680,88	246.538,17	8.267,25	57.553,89	91.897,22	157.718,35	404.256,53
24	146.154,28	59.822,40	41.195,34	10.101,77	257.273,79	8.712,94	60.063,09	95.898,92	164.674,95	421.948,74
25	152.260,03	62.312,25	42.914,46	10.522,67	268.009,41	9.169,00	62.572,29	99.900,63	171.641,92	439.651,33
26	158.365,78	64.802,10	44.633,58	10.943,57	278.745,02	9.635,76	65.081,49	103.902,33	178.619,58	457.364,61
27	164.471,53	67.291,95	46.352,70	11.364,46	289.480,64	10.113,53	67.590,69	107.904,04	185.608,26	475.088,90
28	170.577,28	69.781,80	48.071,82	11.785,36	300.216,26	10.602,61	70.099,89	111.905,75	192.608,25	492.824,50
29	176.683,03	72.271,65	49.790,94	12.206,26	310.951,87	11.103,31	72.609,09	115.907,45	199.619,84	510.571,72
30	182.788,78	74.761,50	51.510,06	12.627,16	321.687,49	11.615,89	75.118,28	119.909,16	206.643,33	528.330,82
31	188.894,53	77.251,35	53.229,18	13.048,05	332.423,11	12.140,64	77.627,48	123.910,86	213.678,99	546.102,10
32	195.000,28	79.741,20	54.948,30	13.468,95	343.158,73	12.677,82	80.136,68	127.912,57	220.727,07	563.885,80
33	201.106,03	82.231,05	56.667,42	13.889,85	353.894,34	13.227,68	82.645,88	131.914,28	227.787,84	581.682,18
34	207.211,78	84.720,90	58.386,54	14.310,74	364.629,96	13.790,48	85.155,08	135.915,98	234.861,54	599.491,50
35	213.317,53	87.210,75	60.105,66	14.731,64	375.365,58	14.366,43	87.664,28	139.917,69	241.948,40	617.313,98
36	219.423,28	89.700,60	61.824,78	15.152,54	386.101,19	14.955,78	90.173,48	143.919,39	249.048,65	635.149,85
37	225.529,03	92.190,45	63.543,90	15.573,43	396.836,81	15.558,72	92.682,68	147.921,10	256.162,50	652.999,31
38	231.634,78	94.680,30	65.263,02	15.994,33	407.572,43	16.175,48	95.191,88	151.922,81	263.290,16	670.862,59
39	237.740,53	97.170,15	66.982,14	16.415,23	418.308,04	16.806,23	97.701,08	155.924,51	270.431,83	688.739,87
40	243.846,28	99.660,00	68.701,26	16.836,13	429.043,66	17.451,18	100.210,28	159.926,22	277.587,68	706.631,34
41	249.952,03	102.149,85	70.420,38	17.257,02	439.779,28	18.110,50	102.719,48	163.927,93	284.757,90	724.537,18
42	256.057,78	104.639,70	72.139,50	17.677,92	450.514,90	18.784,36	105.228,68	167.929,63	291.942,66	742.457,56
43	262.163,53	107.129,55	73.858,62	18.098,82	461.250,51	19.472,91	107.737,87	171.931,34	299.142,12	760.392,63
44	268.269,28	109.619,40	75.577,74	18.519,71	471.986,13	20.176,31	110.247,07	175.933,04	306.356,43	778.342,56
45	274.375,03	112.109,25	77.296,86	18.940,61	482.721,75	20.894,70	112.756,27	179.934,75	313.585,73	796.307,47
46	280.480,78	114.599,10	79.015,98	19.361,51	493.457,36	21.628,23	115.265,47	183.936,46	320.830,15	814.287,52
47	286.586,53	117.088,95	80.735,10	19.782,40	504.192,98	22.377,00	117.774,67	187.938,16	328.089,84	832.282,82
48	292.692,28	119.578,80	82.454,22	20.203,30	514.928,60	23.141,15	120.283,87	191.939,87	335.364,89	850.293,49
49	298.798,03	122.068,65	84.173,34	20.624,20	525.664,21	23.920,79	122.793,07	195.941,57	342.655,43	868.319,65
50	304.903,78	124.558,50	85.892,46	21.045,10	536.399,83	24.716,01	125.302,27	199.943,28	349.961,56	886.361,40

Anexo III

Lista de estruturas para MRT e MRN (caso real)

III.1 - Sistema MRN

SISTEMA MRN

ESTRUT	rede (m)	F-N	U1	U3 - D	U3 - T	U4 - 10	U4 - 11	U4 - 12	U4 - 13	U4 - U3	EST ANC	ATER 1H	ATER 3H
0				1							1		
1	55	110				1					2		
2	155	310				1					2	1	
3	305	610				1					4	1	
4	400	800								1	3	1	
5	245	490				1					4	1	
6	130	260				1					2		
7	160	320				1					4	1	
8	300	600				1					4	1	
9	469	938							1		4	1	
10	453	906								1	3	1	
11	312	624					1				2	1	
12	220	440								1	3	1	
13	343	686					1				4	1	
14	277	554								1	3	1	
15	125	250				1					4	1	
16	390	780				1					4	1	
17	99	198	1										
18	110	220	1										
19	110	220				1					4	1	
20	460	920				1					3	1	
C04-1	80	160			1						1		1
C10-1	150	300						1			4	1	
C10-2	141	282						1			4	1	
C10-3	189	378				1					4	1	
C10-4	490	980						1			4	1	
C10-5	205	410				1					2		
C10-6	120	240	1									1	
C10-7	120	240	1									1	
C10-8	80	160			1						1		1
C12-1	90	180			1						1		1
C14-1	580	1160					1				4	1	
C14-2	155	310	1										
C14-3	140	280			1						1		1
C20-1	71	142			1						1		1
TOTAL	7729	15458	5	1	5	13	3	3	1	4	87	23	5

III.2 - Sistema MRT

SISTEMA MRT

ESTRUT	Rede (m)	M3 - D	M3 - T	M4 - 10	M4 - 11	M4 - 12	M4 - M3	EST ANC	ATER 3 X 5H
0		1						1	
1	55			1				2	
2	155			1				2	
3	305			1				4	
4	400						1	3	
5	245			1				4	
6	130			1				2	
7	160			1				4	
8	300			1				4	
9	469					1		4	
10	453						1	3	
11	312			1				2	
12	220						1	3	
13	343			1				4	
14	277						1	3	
15	125			1				4	
16	390			1				4	
17	319			1					
18	460			1				3	
C04-1	80		1					1	1
C10-1	150				1			4	
C10-2	141				1			4	
C10-3	189			1				4	
C10-4	490				1			4	
C10-5	263			1				2	
C10-6	262		1					1	1
C12-1	90		1					1	1
C14-1	580				1			4	
C14-3	295		1					1	1
C18-1	71		1					1	1
TOTAL	7729	1	5	15	4	1	4	83	5

Anexo IV

Demanda Diversificada para Transformador Distribuído

Um método para se estimar a demanda máxima de transformadores distribuídos foi desenvolvido por Stanley J. Vest em 1957, sendo aprovado pelo então AIEE Technical Operations Department.

A determinação da demanda máxima em kW é baseada na diversidade de uso da energia elétrica pelos consumidores e do fator de carga resultante do maior ou menor uso da energia.

Esta formulação foi recomendada pelo CODI (Comitê de Distribuição) através do relatório CER 05.03/1979 para definir o carregamento de transformadores rurais da área de concessão de determinada distribuidora de energia.

O carregamento dos transformadores pode ser verificado através da equação empírica definida [93].

$$D_{MAX} = (0,005925) * N_C * \left(1 - 0,4 * N_C + 0,4 * \sqrt{(N_C^2 + 40)}\right) * C^{0,885}$$

Onde:

D_{MAX} = estimativa de carregamento máximo de transformador (kW);

N_C = número de consumidores atendidos pelo transformador;

C = consumo estimado por propriedade rural (kWh).

Este método pode ser utilizado para o cálculo de demanda de transformadores compartilhados na atualidade.

Anexo V

Cálculo do potencial do condutor neutro multi-aterrado em derivações monofásicas de redes rurais

Para demonstrar o potencial do condutor neutro em relação ao “terra absoluto” procede-se a análise de um caso hipotético detalhado a seguir.

Seja uma derivação monofásica em área rural com as seguintes características:

- (i) Extensão de 20 km (> 10 km) com condutores fase e neutro CAA 4 AWG na topologia de rede apresentada na Figura 6.2;
- (ii) Um consumidor por km de rede: 20 transformadores com pára-raios;
- (iii) Demanda por consumidor: 1 kVA;
- (iv) Pontos de aterramento ao longo da rede: a cada 200 metros um ponto de aterramento com uma haste num solo com resistividade média equivalente de 2000 Ω .m, obtendo uma resistência de 788 Ω considerada constante para todos aterramentos. Estipulou-se o vão médio do sistema em 140 m, o que define 95 pontos de aterramento ao longo da derivação;
- (v) Aterramento dos pára-raios: 80 Ω ;

Procedendo-se ao cálculo da resistência de aterramento equivalente deste circuito:

$$R_T = 20 * \left(1 / \left(\frac{95}{788} + \frac{20}{80} \right) \right) = 53,97 \Omega.km$$

Calculado o valor de $Z_N = (Z_{NN} - Z_{FN})$ pela Equação (6.10), têm-se $Z_N = (1,5308 + j1,0141) \Omega/km$. Por meio da Equação (6.8) obtém-se a impedância equivalente do condutor neutro $Z_{NP} = 9,95 \Omega$.

O potencial do condutor neutro (V_{NT}) então é:

$$V_{NT} = \left(\frac{20 * 1000}{7967} \right) * 9,95 * 0,75 = 18,73 \text{ V}$$

O potencial calculado é superior ao limite de 10 V (potencial máximo para que o sistema seja considerado efetivamente aterrado em operação regime permanente). Assim, este ponto do sistema não pode ser classificado como sistema efetivamente aterrado. As considerações anteriores são válidas para obtenção da impedância equivalente do circuito MRN.