

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

Helio Junio Gomes

**Estudos de viabilidade das redes de distribuição
secundárias compactas no sistema elétrico da CELG D**

Goiânia
2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

Helio Junio Gomes

Estudos de viabilidades das redes de distribuição secundárias compactas no sistema elétrico da CELG D

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás/UFG, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Cacilda de Jesus Ribeiro

Coorientador: Prof. Dr. Euler Bueno dos Santos

Goiânia
2010

À minha família e aos amigos, pelo amor, paciência e muito apoio nas centenas de horas durante os meses de estudo e preparação desta dissertação.

Agradecimentos

À Deus, pelo dom da eterna vida e pela vocação na apaixonante ciências exatas, e em especial, pela engenharia elétrica.

À professora Dr^a. Cacilda de Jesus Ribeiro, pela orientação durante o desenvolvimento deste trabalho, pela confiança, credibilidade, paciência, apoio e incentivo.

Ao professor Dr. Euler Bueno dos Santos, pela coorientação, amizade e confiança.

Ao Programa de Mestrado da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação (EEEC) da Universidade Federal de Goiás (UFG), pelos ensinamentos e pela oportunidade desta realização profissional.

Aos professores e aos funcionários administrativos da EEEEC/UFG, pela disponibilidade e colaboração.

À CELG Distribuição S.A. (CELG D), que muito contribuiu para a realização deste trabalho, disponibilizando equipamentos e pessoal para execução de várias atividades no decorrer da pesquisa. Dentre os setores, técnicos tem-se um agradecimento especial ao Centro de Operação da Distribuição (COD) e ao Setor de Aferição de Energia (SAE).

À KV Serviços Elétricos Ltda., pelo apoio, colaboração e incentivo a esta pesquisa.

Aos engenheiros Carlos Alberto Mendonça Abdala, Chander Paulo Mendonça Simões, Daniel Rodrigues Machado, Lucas Pereira de Oliveira Mota, Marcelo Vicente de Sousa, Sérgio Ribeiro da Silva e Thiago Oliveira e Silva, e aos técnicos Wagner de Oliveira Alves e William Jorge Aques, pela colaboração valiosa nesta dissertação.

Aos mestres engenheiros André Pereira Marques e Cláudio Henrique Bezerra Azevedo, pelas contribuições fornecidas.

À professora Sueli Dunck, pela revisão lingüística.

E, finalmente, a todos aqueles que, direta ou indiretamente, tenham contribuído para o desenvolvimento deste trabalho.

**“Comece fazendo o que é necessário, depois o que é possível, e de repente
você estará fazendo o impossível”. (São Francisco de Assis)**

Resumo

As redes secundárias são fundamentais no processo de distribuir a energia elétrica ao consumidor final e o seu desempenho está relacionado à sua concepção, às qualidades dos materiais e dos equipamentos empregados, às condições ambientais, aos danos causados por terceiros e aos serviços de manutenção. Este trabalho tem como objetivo realizar estudos de viabilidade das redes secundárias compactas no sistema de distribuição da CELG D, por ser uma concessionária de energia elétrica de grande importância para o sistema elétrico do Estado de Goiás. No desenvolvimento desta pesquisa, consideraram-se o investimento inicial, o custo operacional e o desempenho dessas redes. Conclui-se que, apesar de o custo de implantação da rede compacta ser, aproximadamente, 14% maior do que o custo da convencional, sua instalação torna-se bastante viável, pois além da redução dos serviços de manutenção preventivos necessários para essa rede, há melhoria da continuidade no fornecimento de energia elétrica, fatores esses considerados fundamentais, num mercado cada vez mais competitivo.

Palavras-chave: rede de distribuição secundária, rede compacta, rede convencional, interrupção de energia e viabilidade econômica.

Abstract

Secondary networks are essential for the process of distributing electrical energy to the final consumer, and their performance is related to their design, the quality of materials and equipment employed, environmental conditions, damage caused by third parties, and maintenance services. In this context, the objective of the present work is to carry out feasibility studies of the compact secondary networks in the distribution system of CELG D, an electric power distribution concessionaire and a crucial element of the electrical system of the state of Goiás, Brazil. The development of this research took into consideration the initial investment, the operational cost and the performance of these networks. It can therefore be concluded that, although the cost of implementation of the compact network is approximately 14% higher than the conventional cost, its installation is extremely viable because, in addition to reducing the preventive maintenance services required for this network, there is an improvement in the continuity of electrical power supply, two factors that are fundamental in an increasingly competitive market.

Key words: secondary distribution network, compact network, conventional network, electrical power stoppages, economic viability.

Lista de figuras

Figura 1.1	Rede de distribuição aérea convencional.....	22
Figura 1.2	Poda para evitar o contato entre a árvore e a rede.....	23
Figura 1.3	Rede de distribuição aérea compacta.....	24
Figura 1.4	Subestação de distribuição subterrânea	26
Figura 2.1	Circuito utilizado para a elaboração dos projetos.....	38
Figura 2.2	Custos de implantação em R\$/m das redes secundárias	42
Figura 3.1	Transformadores selecionados distribuídos sobre o mapa de Goiânia	49
Figura 3.2	Interrupções ocorridas nos períodos analisados	53
Figura 3.3	Interrupções detalhadas conforme subcategorias	53
Figura 3.4	Número de interrupções por trimestre, C1	54
Figura 3.5	Número de interrupções por trimestre, C2.....	54
Figura 3.6	Número de interrupções por trimestre, C3.....	55
Figura 3.7	Número de interrupções por trimestre, C4.....	55
Figura 3.8	Número de interrupções por trimestre, C5.....	55
Figura 3.9	Número de interrupções por trimestre, C6.....	56
Figura 3.10	Número de interrupções por trimestre, C7.....	56
Figura 3.11	Duração das interrupções por trimestre, C1	57
Figura 3.12	Duração das interrupções por trimestre, C2.....	57
Figura 3.13	Duração das interrupções por trimestre, C3.....	58
Figura 3.14	Duração das interrupções por trimestre, C4.....	58
Figura 3.15	Duração das interrupções por trimestre, C5.....	58
Figura 3.16	Duração das interrupções por trimestre, C6.....	59
Figura 3.17	Duração das interrupções por trimestre, C7.....	59
Figura 3.18	Queda de tensão por trecho, C1.....	62
Figura 3.19	Queda de tensão por trecho, C2.....	62
Figura 3.20	Queda de tensão por trecho, C3.....	62
Figura 3.21	Queda de tensão por trecho, C4.....	63
Figura 3.22	Queda de tensão por trecho, C5.....	63
Figura 3.23	Queda de tensão por trecho, C6.....	63
Figura 3.24	Queda de tensão por trecho, C7.....	64

Figura 4.1	Potências ativa, reativa e aparente, sexta feira, 30 de novembro de 2007	67
Figura 4.2	Fator de potência, sexta feira, 30 de novembro de 2007	67
Figura 4.3	Potências ativa, reativa e aparente, sábado, 1º de dezembro de 2007	67
Figura 4.4	Fator de potência, sábado, 1º de dezembro de 2007	68
Figura 4.5	Potências ativa, reativa e aparente, domingo, 2 de dezembro de 2007	68
Figura 4.6	Fator de potência, domingo, 2 dezembro de 2007.....	68
Figura 4.7	Potências ativa, reativa e aparente, segunda-feira, 3 de dezembro de 2007	69
Figura 4.8	Fator de potência, segunda-feira, 3 de dezembro de 2007.....	69
Figura 4.9	Potências ativa, reativa e aparente, terça-feira, 4 de dezembro de 2007	69
Figura 4.10	Fator de potência, terça- feira, 4 de dezembro de 2007	70
Figura 4.11	Potências ativa, reativa e aparente, quarta-feira, 5 de dezembro de 2007	70
Figura 4.12	Fator de potência, quarta-feira, 5 de dezembro de 2007.....	70
Figura 4.13	Energia não distribuída, circuito C2, horário de ponta	82
Figura 4.14	Energia não distribuída, circuito C2, horário fora de ponta.....	82
Figura 4.15	Manutenção preventiva para o circuito C2	83
Figura 4.16	Manutenção corretiva para o circuito C2.....	84
Figura 4.17	Fluxo de caixa líquido, circuito C2, horário de ponta	85
Figura 4.18	Fluxo de caixa líquido, circuito C2, horário fora de ponta	85
Figura 4.19	VPL para o circuito C1, horário de ponta	88
Figura 4.20	VPL para o circuito C1, horário fora de ponta	89
Figura 4.21	VPL para o circuito C2, horário de ponta	89
Figura 4.22	VPL para o circuito C2, horário fora de ponta.....	89
Figura 4.23	VPL para o circuito C3, horário de ponta	90
Figura 4.24	VPL para o circuito C3, horário fora de ponta.....	90
Figura 4.25	VPL para o circuito C4, horário de ponta	90
Figura 4.26	VPL para o circuito C4, horário fora de ponta.....	91
Figura 4.27	VPL para o circuito C5, horário de ponta	91
Figura 4.28	VPL para o circuito C5, horário fora de ponta.....	91
Figura 4.29	VPL para o circuito C6, horário de ponta	92
Figura 4.30	VPL para o circuito C6, horário fora de ponta.....	92
Figura 4.31	VPL para o circuito C7, horário de ponta	92
Figura 4.32	VPL para o circuito C7, horário fora de ponta.....	93
Figura 4.33	Benefício associado, circuito C2, horário de ponta.....	95
Figura 4.34	Benefício associado, circuito C2, horário fora de ponta.....	95

Figura 4.35	Payback para o circuito C1, horário de ponta	96
Figura 4.36	Payback para o circuito C1, horário fora de ponta.....	97
Figura 4.37	Payback para o circuito C2, horário de ponta	97
Figura 4.38	Payback para o circuito C2, horário fora de ponta.....	97
Figura 4.39	Payback para o circuito C3, horário de ponta	98
Figura 4.40	Payback para o circuito C3, horário fora de ponta.....	98
Figura 4.41	Payback para o circuito C4, horário de ponta	98
Figura 4.42	Payback para o circuito C4, horário fora de ponta.....	99
Figura 4.43	Payback para o circuito C5, horário de ponta	99
Figura 4.44	Payback para o circuito C5, horário fora de ponta.....	99
Figura 4.45	Payback para o circuito C6, horário de ponta	100
Figura 4.46	Payback para o circuito C6, horário fora de ponta.....	100
Figura 4.47	Payback para o circuito C7, horário de ponta	100
Figura 4.48	Payback para o circuito C7, horário fora de ponta.....	101

Lista de tabelas

Tabela 1.1 Níveis de tensão de distribuição utilizados no Brasil	20
Tabela 1.2 Pontos de entrega em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV	30
Tabela 1.3 Custos de implantação das redes por empresas avaliadas	34
Tabela 1.4 Custo da transformação da rede convencional para compacta.....	35
Tabela 1.5 Custos de implantação das redes na CELPE.....	36
Tabela 1.6 Custo global das redes com os investimentos iniciais e operacionais.....	36
Tabela 2.1 Custo dos materiais dos três projetos em estudo.....	40
Tabela 2.2 Custo da mão de obra para a execução de cada projeto em estudo.....	41
Tabela 2.3 Contribuição dos materiais e da mão de obra na composição do custo total.....	41
Tabela 2.4 Custo total de implantação para cada projeto	42
Tabela 2.5 Serviços de manutenção de redes aéreas secundárias e respectivas US.....	44
Tabela 2.6 Recomendações do plano de manutenção da rede secundária convencional.....	46
Tabela 2.7 Recomendações do plano de manutenção da rede secundária compacta	46
Tabela 3.1 Interrupções de acordo com as causas encontradas na pesquisa de dados	52
Tabela 3.2 Demandas utilizadas para os cálculos de queda de tensão	61
Tabela 3.3 Características dos condutores empregados nas redes secundárias.....	61
Tabela 3.4 Variação da redução da queda de tensão na rede compacta	64
Tabela 4.1 Carregamento do circuito C2	71
Tabela 4.2 Carregamento dos circuitos analisados.....	72
Tabela 4.3 Média das potências ativas nos horários de ponta e fora de ponta.....	73
Tabela 4.4 Energia não distribuída por trimestre, horário de ponta	73
Tabela 4.5 Energia não distribuída por trimestre, horário fora de ponta	74
Tabela 4.6 Energia não distribuída em cada circuito, horário fora de ponta	75
Tabela 4.7 Energia não distribuída em cada circuito, horário fora de ponta	76
Tabela 4.8 Investimentos iniciais para cada circuito estudado	76
Tabela 4.9 Atividades básicas de manutenção para os circuitos de redes convencionais	77
Tabela 4.10 Atividades básicas de manutenção para os circuitos de redes compactas	77
Tabela 4.11 Manutenção preventiva por trimestre	78
Tabela 4.12 Manutenção corretiva por trimestre.....	79
Tabela 4.13 Períodos de observação de cada circuito selecionado	81

Tabela 4.14 Custos da manutenção preventiva	83
Tabela 4.15 Custos da manutenção corretiva	84
Tabela 4.16 Resumo do valor presente líquido, horário de ponta	87
Tabela 4.17 Resumo do valor presente líquido, horário fora de ponta	88
Tabela 4.18 Tempos de retorno por meio do VPL	93
Tabela 4.19 Tempos de retorno por meio do payback	101
Tabela 4.20 Resultados do VPL e do payback , horário de ponta.....	102
Tabela 4.21 Resultados do VPL e do payback , horário fora de ponta.....	102

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT:	Alta Tensão
BT:	Baixa Tensão
C:	Construção
C1:	Circuito 1 analisado
C2:	Circuito 2 analisado
C3:	Circuito 3 analisado
C4:	Circuito 4 analisado
C5:	Circuito 5 analisado
C6:	Circuito 6 analisado
C7:	Circuito 7 analisado
CA:	Contatos Acidentais
CC:	Conexões e Condutores
CD:	Componentes Diversos
CELG:	Companhia Energética de Goiás
CELG D:	Celg Distribuição S.A.
CLT:	Consolidação das Leis Trabalhistas
CELPE:	Companhia Energética de Pernambuco
CEMIG:	Companhia Energética de Minas Gerais
COPEL:	Companhia Paranaense de Energia
COD:	Centro de Operação da Distribuição
COPOM:	Comitê de Política Monetária
CPFL/SP:	Companhia Paulista de Força e Luz
EEEC:	Escola de Engenharia Elétrica e de Computação
HDPE:	Polietileno de Alta Densidade
h:	hora
IEEE:	Institute of Electrical and Electronic Engineers
I _i :	Investimento Inicial
kV:	quilovolts
kVA:	quilovolts ampères

kVAR:	quilovolts ampéres reativos
M:	Manutenção
MT:	Média Tensão
NI:	Não Identificada
NR:	Norma Regulamentadora
NTD:	Norma Técnica de Distribuição
P:	Potência ativa
PT:	Poste ou Transformador
p.u.:	por unidade
Q:	Potência reativa
S:	Potência aparente
Selic:	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
TL:	Tensão de Leitura
TN:	Tensão Nominal
Trim.:	Trimestre
UFG:	Universidade Federal de Goiás
US:	Unidade de Serviço
V:	Volts
VP:	Valor Presente
VPL:	Valor Presente Líquido
XLPE:	Polietileno Reticulado

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	17
CAPÍTULO 1: Redes de distribuição de energia elétrica.....	19
1.1 Distribuição de energia elétrica	19
1.2 Tipos de redes de distribuição de energia elétrica	21
1.2.1 Redes de distribuição aéreas convencionais	22
1.2.2 Redes de distribuição aéreas compactas.....	24
1.2.3 Redes de distribuição subterrâneas	26
1.3 Viabilidade técnica de uma rede de distribuição de energia elétrica	28
1.3.1 Interrupções no fornecimento de energia elétrica.....	28
1.3.2 Queda de tensão nas redes de distribuição secundárias	29
1.4 Viabilidade econômica de uma rede de distribuição de energia elétrica	32
1.4.1 Investimento inicial.....	32
1.4.2 Custo operacional.....	32
1.4.2.1 Manutenção preventiva	32
1.4.2.2 Manutenção corretiva.....	33
1.4.3 Energia não distribuída.....	33
1.5 Estudos de viabilidade da rede compacta realizados no Brasil	34
CAPÍTULO 2: Custos de implantação e manutenção de uma rede de distribuição secundária	37
2.1 Custos de implantação de uma rede de distribuição secundária.....	37
2.1.1 Etapa de elaboração dos projetos.....	39
2.1.2 Obtenção dos custos de implantação.....	40
2.1.2.1 Custo dos materiais	40
2.1.2.2 Custo da mão de obra.....	41
2.1.2.3 Custo total de implantação	41
2.2 Manutenção de uma rede de distribuição secundária.....	43
2.2.1 Serviços de manutenção em rede de distribuição secundária.....	43
2.2.2 Programação da manutenção preventiva	44

2.2.3 Manutenção preventiva em rede secundária convencional	45
2.2.4 Manutenção preventiva em rede secundária compacta	46
2.2.5 Manutenção emergencial.....	47
CAPÍTULO 3: Viabilidade técnica das redes de distribuição secundárias	48
3.1 Metodologia aplicada	48
3.2 Dificuldades encontradas.....	50
3.3 Caracterização do Município de Goiânia	50
3.4 Análises realizadas	51
3.4.1 Número de interrupções	54
3.4.2 Duração das interrupções	57
3.4.3 Queda de tensão	60
CAPÍTULO 4: Viabilidade econômica das redes de distribuição secundárias.....	65
4.1 Medições de grandezas elétricas	65
4.1.1 Gráficos das grandezas elétricas	66
4.1.2 Carregamento dos circuitos analisados	71
4.2 Energia não distribuída.....	72
4.2.1 Cálculo da energia não distribuída.....	72
4.3 Investimentos iniciais	76
4.4 Manutenções	77
4.5 Verificação de aspectos econômicos.....	80
4.5.1 Períodos de observação	80
4.5.2 Fluxo de caixa.....	81
4.5.2.1 Parcela do fluxo de caixa referente à energia não distribuída	81
4.5.2.2 Parcela do fluxo de caixa referente à manutenção preventiva.....	82
4.5.2.3 Parcela do fluxo de caixa referente à manutenção corretiva	83
4.5.2.4 Fluxo de caixa líquido	84
4.5.3 Valor presente líquido	85
4.5.3.1 Taxa Selic	86
4.5.3.2 Aplicação do valor presente líquido.....	87
4.5.4 Tempo de retorno do investimento (payback)	93
4.5.4.1 Considerações sobre o benefício associado.....	94
4.5.4.2 Aplicação do payback	96

4.5.5 Comparação entre VPL e payback	102
CONCLUSÕES.....	104
REFERÊNCIAS.....	106
APÊNDICE A	111
APÊNDICE B.....	112
APÊNDICE C	113
APÊNDICE D	120
APÊNDICE E.....	122

Introdução

A mudança de padrões, métodos de trabalho, normas de projeto, melhoria da qualidade de equipamentos e materiais, controle de fabricação e suprimento, treinamento de mão de obra são medidas que convergem para a melhoria da rede de distribuição de energia elétrica, a médio e longo prazos.

Essas medidas dependem dos critérios da concessionária de energia elétrica, da evolução tecnológica dos materiais e dos equipamentos aplicados na rede, dos métodos de trabalhos e dos aparelhos na construção, da capacitação da mão de obra utilizada e da política governamental. Assim, o desempenho do sistema de distribuição não depende exclusivamente da manutenção preventiva e sim de outras áreas de atividades da concessionária, tais como planejamento, projeto, padronização e até de condições externas ao sistema ou inerente ao meio ambiente.

Objetivando propiciar o convívio harmonioso entre os cabos de energia elétrica e a arborização de vias públicas, evitando também as interrupções provocadas por contatos acidentais de objetos lançados ou que possam vir a tocar a rede por algum motivo, a rede compacta tem sido implantada por diversas concessionárias do Brasil.

A CELG D é responsável pela distribuição e comercialização de energia elétrica em 237 municípios goianos, o que corresponde a mais de 98,7% do território do Estado de Goiás. Ela atende atualmente a 2.048.251 unidades consumidoras, representando 2,4% do consumo de energia elétrica no Brasil (1).

O objetivo deste trabalho é avaliar as viabilidades técnicas e econômicas da rede secundária compacta no sistema de distribuição da CELG D, com base na obtenção dos custos de implantação e de manutenção da referida rede e no estudo de interrupções ocorridas em alguns transformadores de distribuição no período compreendido entre o 4º trimestre de 1999 e o 3º trimestre de 2009.

Esta dissertação compreende cinco capítulos, conforme se descreve.

Após a parte introdutória, no primeiro capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica relacionada ao assunto, abordando o sistema de distribuição, os tipos de rede, a viabilidade econômica de uma rede de distribuição e o seu desempenho.

O Capítulo 2 apresenta os custos de implantação de uma rede de distribuição secundária na CELG D e aborda sua manutenção em relação aos serviços, à programação da

manutenção preventiva e aos aspectos da manutenção emergencial. Neste capítulo, mencionam-se os custos de implantação das redes secundárias convencionais e compactas e o custo de mudança da rede secundária convencional para compacta. Para isso, foram elaborados, considerando um mesmo circuito de distribuição secundário, três projetos distintos e, a partir do custo dos materiais e da mão de obra, obteve-se o custo de implantação de cada rede.

O Capítulo 3 traz a análise da viabilidade técnica, que foi realizada a partir do estudo das interrupções ocorridas em sete transformadores de distribuição e da realização de inspeções, avaliando suas redes secundárias, os consumidores alimentados e as características típicas locais.

No Capítulo 4 encontra-se a análise da viabilidade econômica das redes de distribuição secundárias, levando-se em consideração o investimento inicial e o custo operacional.

A conclusão e as recomendações para trabalhos futuros são descritas no final desta dissertação.

O Apêndice A traz a tabela com os dados dos transformadores inspecionados.

O Apêndice B apresenta os transformadores selecionados e os trimestres analisados.

O Apêndice C explicita os cálculos de queda de tensão nos circuitos estudados.

E finalmente no apêndice D, expõem-se os valores exatos do fluxo de caixa líquido para os circuitos analisados.

Capítulo 1

Redes de distribuição de energia elétrica

Estudar a viabilidade técnica e econômica de uma rede de distribuição numa dada região é importante para uma concessionária de energia elétrica. Isso a auxilia na definição do tipo de rede a investir e nas estratégias a serem planejadas para se obter maior qualidade no fornecimento de energia elétrica e, conseqüentemente, maior satisfação dos consumidores.

Para realizar este estudo, consideraram-se várias fontes de pesquisa. As informações gerais sobre as pesquisas correlatas foram divididas, para maior facilidade, nos seguintes tópicos:

- a) distribuição de energia elétrica;
- b) redes de distribuição de energia elétrica;
- c) viabilidade econômica de uma rede de distribuição de energia elétrica; e
- d) desempenho de uma rede de distribuição de energia elétrica.

1.1 Distribuição de energia elétrica

O sistema de distribuição é a parte dos sistemas de potência que está mais próximo da unidade consumidora, sendo encarregado de rebaixar o nível de tensão e distribuir a energia da transmissão para o consumidor individualizado (residências, indústrias ou comércios) (2).

Nas subestações de distribuição, a tensão é abaixada da subtransmissão para a tensão de distribuição primária ou média tensão. As redes de distribuição primárias, por sua vez, suprem os transformadores de distribuição, dos quais se deriva a rede de distribuição secundária ou rede de baixa tensão, cujo nível de tensão é designado de tensão secundária ou baixa tensão (3).

Os níveis de tensão de distribuição utilizados no Brasil são fixados por decreto do Ministério de Minas e Energia e estão apresentados na Tabela 1.1, que traz também algumas tensões não padronizadas, mas ainda em uso (3).

Tabela 1.1 – Níveis de tensão de distribuição utilizados no Brasil

Tensão (kV)		Campo de Aplicação
Padronizada	Não Padronizadas	
0,220/0,127	0,208/0,120	Distribuição secundária (BT)
0,380/0,220	0,230/0,115	
0,254/0,127	0,240/0,120	
0,440/0,220:		
13,8	11,9	Distribuição primária (MT)
34,5	22,5	
34,5	88,0	Subtransmissão (AT)
69,0		
138,0		

Fonte: KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005 (2).

O desempenho de um sistema de distribuição está intimamente relacionado à sua concepção, à construção, à qualidade dos materiais e equipamentos empregados, às condições ambientais, aos danos causados por terceiros e aos serviços de manutenção.

No entanto, há de se considerar que os consumidores tornam-se cada vez mais exigentes quanto ao fornecimento de energia elétrica, dada a utilização de equipamentos vulneráveis às interrupções e até mesmo as suas necessidades de conforto. Por essa razão, destaca-se a prestação de um serviço de boa qualidade, visando sempre continuidade no fornecimento (4).

A qualidade na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, basicamente entendida como a continuidade de fornecimento, baseia-se no número de interrupções no sistema elétrico, provocadas por falhas no sistema e por atividades de manutenção programada, em função de serviços necessários a serem realizados (3).

Os contratos de concessão das empresas prestadoras dos serviços de distribuição de energia estabelecem regras sobre a tarifa, a regularidade, a continuidade, a segurança e a qualidade dos serviços, bem como sobre o atendimento prestado aos consumidores e usuários. E, da mesma forma, definem penalidades para possíveis irregularidades (5).

Para cumprir esse objetivo, é conveniente que as concessionárias não só passem a avaliar o desempenho do sistema, como também venham a atuar no sentido de aprimorar os critérios de planejamento, projeto, construção e manutenção de equipamentos e das redes, buscando, além disso, a melhoria da qualidade dos componentes utilizados.

1.2 Tipos de redes de distribuição de energia elétrica

Nos últimos anos do século XIX, o conhecimento sobre a ciência da eletricidade alcançou um ponto de destaque. A partir de 1866, com o surgimento do dínamo, foi possível produzir grandes quantidades de energia elétrica, transportá-la por fios e utilizá-la de diferentes maneiras (6).

Com a invenção da lâmpada elétrica, Thomas Alva Edison formulou o conceito da criação de uma rede completa para atender comercialmente o serviço de iluminação. A ideia de Edison consistia em integrar num só sistema todas as etapas, desde o sistema de geração e o transporte da energia por cabos elétricos, até os acessórios domésticos e o sistema de medição. Como resultado disso, em 1882 ele conseguiu pôr em funcionamento a primeira instalação pioneira das atuais redes de distribuição de energia elétrica, a de Pearl Street, em Nova Iorque (7).

A energia elétrica era distribuída em baixa tensão e em corrente contínua a poucos consumidores, os quais deveriam estar instalados forçosamente próximos à geração, pois os alimentadores de energia não podiam ser longos, em virtude das quedas de tensão e das perdas nos condutores elétricos. A invenção do transformador, no início do século XX, veio viabilizar a aplicação da eletricidade em todo o mundo (8).

Na realidade, todos esses episódios levaram ao estabelecimento de um novo modelo energético, que, por meio de sua paulatina expansão, foi ocupando os espaços territoriais do mundo todo. Tudo isso aconteceu a partir do momento em que os grandes sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica foram postos em ação, tanto pelos americanos quanto pelos europeus. Entretanto, o motivador dessa expansão foi o crescimento contínuo do consumo, o qual deveria permitir a maximização dos lucros mediante a redução dos custos das unidades geradoras. Em outras palavras, a partir desses fatos, as redes elétricas se converteram no fator fundamental para modificar o funcionamento do sistema energético, conseguindo inverter a relação oferta–demanda de energia (9).

Inúmeros são os tipos de redes de distribuição de energia elétrica. Muitas vezes, estes se encontram em circuitos mistos, acarretando diversas combinações entre redes de baixa e de média tensão, variando principalmente com as concessionárias de energia elétrica e com as necessidades e condições locais (10).

Em geral, as redes de distribuição de energia elétrica podem ser aéreas ou subterrâneas. As aéreas, de maior empregabilidade no Brasil, podem ser divididas em convencionais e

compactas. Ressalve-se, porém, que o tipo de rede de distribuição de energia elétrica a ser adotado em uma dada região depende principalmente das características climáticas e de arborização, além da segurança e da confiabilidade desejada.

1.2.1 Redes de distribuição aéreas convencionais

A rede convencional é caracterizada por condutores nus, apoiados sobre isoladores de vidro ou de porcelana, fixados horizontalmente sobre cruzetas de madeira, nos circuitos de média tensão e, verticalmente, nos de baixa tensão, como mostra a Figura 1.1. Trata-se de rede que fica totalmente desprotegida contra as influências do meio ambiente, além de apresentar alta taxa de falhas e exigir a realização de podas nas árvores. Por essa razão, possui baixo nível de confiabilidade quando utilizada em áreas com maior densidade populacional (11).



Figura 1.1 – Rede de distribuição aérea convencional.

Esse sistema foi desenvolvido há aproximadamente cinquenta anos. Pelo fato de os condutores não serem isolados, sua convivência num meio onde existe arborização é difícil, pois o simples contato de um galho com o condutor nu pode provocar o desligamento da rede. Além disso, a proximidade dessas redes aéreas com marquises, sacadas, painéis, andaimes

facilita o contato acidental de pessoas com os condutores nus, acarretando uma provável descarga elétrica e causando acidentes graves e até mesmo fatais (12).

Pelo fato de os cabos ficarem expostos, as intervenções para consertos também são frequentes. Os danos são causados por acidentes com veículos que atingem postes, por descargas atmosféricas, chuvas, fontes de contaminação ambiental como poluição e salinidade, ventos e pássaros. Se, por um lado, a instalação das redes aéreas é mais barata, por outro, seu custo de manutenção e de operação é elevado. Além disso, são bem menos seguras e constantemente danificadas por ações do ambiente. Para ilustrar, cite-se o elevado custo de manutenção referente à poda, que é de em média dez dólares. Assim, nas grandes cidades brasileiras, são gastos de quatro a sete milhões de dólares por ano com poda de árvores (13). A Figura 1.2 ilustra a disputa por espaço entre as árvores e as redes elétricas nas calçadas e mostra o impacto que a poda causa à arborização (região metropolitana de Goiânia).



Figura 1.2 – Poda para evitar o contato entre a árvore e a rede.

A ocorrência de interrupções provocadas por contatos acidentais da arborização e de objetos com os condutores nus pode causar prejuízos relacionados (12):

- a) à queima de transformadores, pela constante ocorrência de curtos-circuitos;
- b) à oscilação de tensão, em virtude de mau contato em conexões;
- c) à queima de aparelhos domésticos e equipamentos industriais;
- d) a perdas de faturamento e prejuízos ao comércio e à indústria;

- e) a transtorno em hospitais e estabelecimentos de utilidades públicas; e
- f) a gastos acentuados com manutenção e podas emergenciais e corretivas.

1.2.2 Redes de distribuição aéreas compactas

As redes compactas são caracterizadas basicamente por utilizar condutores cobertos com uma camada de material isolante plástico. Essas redes, quando primárias, são ditas protegidas, pois, apesar de possuírem cobertura, os cabos são protegidos e não isolados, não sendo permitido tocar o cabo com a rede energizada. Quando secundárias, são ditas isoladas, pois a cobertura presente nos cabos garante a sua isolação (11). A Figura 1.3 ilustra esses tipos de rede.



Figura 1.3 – Rede de distribuição aérea compacta

A rede primária é constituída de três condutores cobertos por uma camada de polietileno reticulado – XLPE (composto extrudado de polietileno termofixo) –, sustentados por um cabo mensageiro de aço (com 9,5 mm de diâmetro, de alta resistência mecânica à tração), o qual, por sua vez, sustenta espaçadores plásticos (polietileno de alta densidade – HDPE, dotados de anéis ou laços poliméricos, para amarração dos condutores e do mensageiro). Esses espaçadores são instalados em intervalos de 8 a 10 metros, apoiando os

condutores que ficam dispostos em um arranjo triangular compacto. O cabo mensageiro de sustentação é, por sua vez, fixado aos postes, por meio de ferragem metálica (12).

A rede secundária utiliza cabos multiplexados ou pré-reunidos, autossustentados, constituídos por condutores de alumínio com isolamento sólida de XLPE nas fases, dispostos helicoidalmente em torno de um condutor neutro de alumínio ou liga de alumínio (13).

Os estudos e a construção das primeiras redes compactas brasileiras ocorreram no Estado de Minas Gerais, realizados pela CEMIG, em 1991. A partir de 1992, a COPEL iniciou estudos na área, sendo que, em 1994, foram instaladas as primeiras redes compactas em Maringá, PR (14). Em 1996 a CELG instalou na cidade de Goiânia as primeiras redes compactas em seu sistema de distribuição. Graças ao seu bom desempenho, a empresa passou a utilizá-las em seu sistema elétrico.

As redes aéreas compactas oferecem maior confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia. São mais seguras para o público e convivem de forma mais harmônica com as árvores quando comparadas às redes aéreas convencionais (10). A sua aplicação resulta em vários benefícios, alguns dos quais imediatos (14), como:

- a) alta redução da taxa de falhas com a consequente redução das intervenções das equipes de manutenção;
- b) minimização de manutenção corretiva, liberando as turmas para outros serviços;
- c) redução substancial na duração e na frequência das interrupções;
- d) minimização de poda de árvores; e
- e) melhoria da imagem da empresa, refletindo numa melhor relação com a sociedade, com a defesa do meio ambiente e o público em geral.

Outras grandes vantagens oferecidas são a redução do espaço físico ocupado e a melhoria na estética da rede (15). Além disso, contribuem para o combate à prática do furto de energia e até mesmo de condutores (16).

A aplicação da rede aérea compacta na distribuição de energia elétrica se destaca em regiões arborizadas ou em locais que exigem maior segurança e confiabilidade. Em geral, são indicadas nas seguintes situações (11):

- a) locais com desligamentos provocados por interferência da arborização com a rede;
- b) locais com desligamentos provocados por descargas atmosféricas;
- c) locais com frequentes ocorrências de objetos lançados à rede;

- d) congestionamento de estruturas;
- e) saída de alimentadores de subestações; e
- f) alimentador expresso (exclusivo) atendendo a consumidores especiais.

Vários países, como Brasil, Estados Unidos, Itália, Rússia, China, dentre outros, realizam também estudos sobre linhas de transmissão compactas (17). Essas linhas apresentam amplas vantagens em áreas urbanas, com destaque para a redução drástica do espaço ocupado e dos impactos visuais. O projeto, a construção e a operação desse tipo de linha têm sido um sucesso, o que pode ser confirmado pelos italianos, que possuem um circuito duplo em 132 kV em operação desde 1987 (15).

1.2.3 Redes de distribuição subterrâneas

O sistema subterrâneo de distribuição de energia elétrica (Figura 1.4), sem dúvida, na sua concepção, operação e manutenção é mais complexo que o correspondente sistema aéreo. A utilização desse sistema varia de região para região e é o método mais indicado para conciliar a arborização urbana e a fiação elétrica.

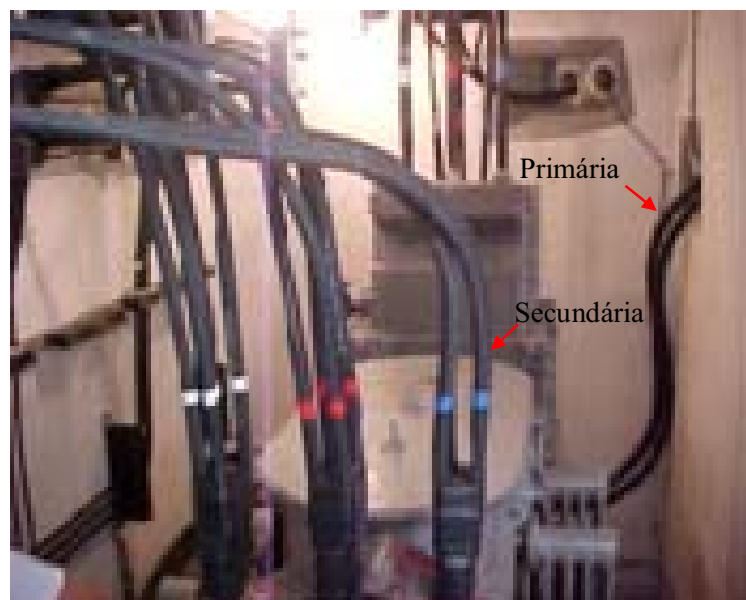


Figura 1.4 – Subestação de distribuição subterrânea

Nos Estados Unidos, mais de 70% das áreas residenciais utilizam tal sistema e seu custo varia de 1,2 a 1,5 vezes maiores que o custo do sistema aéreo. No Brasil, por ser pouco

utilizado, tais custos são duas a três vezes maiores que o sistema convencionalmente usado. Também encarece esse sistema a projeção para uma vida útil de cinquenta anos, ao passo que, para o sistema aéreo, essa projeção é para trinta anos (18).

Várias situações justificam o uso das redes subterrâneas, tais como áreas de grande densidade de carga; locais onde há um congestionamento de equipamentos aéreos (com consequente valorização do solo); áreas onde os fatores estéticos-ambientais o requeiram; em cidades históricas, turísticas; bairros típicos; loteamentos e bairros de alto poder aquisitivo (18).

As redes elétricas subterrâneas apresentam uma série de benefícios (19):

- a) redução significativa das interrupções, pela diminuição da exposição dos circuitos aos agentes externos, incrementando, assim, a confiabilidade do sistema;
- b) eliminação dos circuitos aéreos, o que melhora consideravelmente a aparência do sistema e, sobretudo, ajuda a preservar as árvores, contribuindo, conseqüentemente, para o embelezamento das cidades e conservação do meio ambiente;
- c) aumento do fator segurança para a população, com a eliminação do risco de acidentes por ruptura de condutores e contatos acidentais; e
- d) redução dos custos de manutenção, como podas de árvores e deslocamento de turmas de emergência.

É sempre reconhecido que, comparativamente ao sistema aéreo convencional, os custos de implantação de redes subterrâneas são maiores. Mas quando considerados no conjunto dos investimentos previstos no empreendimento, podem ser aceitáveis, diante dos resultados estéticos, de não agressão às soluções paisagísticas e de confiabilidade no serviço de distribuição de energia elétrica (20).

Para reduzir os custos de implantação da rede subterrânea, foram desenvolvidos os primeiros cabos chamados de **air bag**. Esses cabos são compostos por uma camada especial de material plástico protetor, que lhe confere uma altíssima resistência a impactos, permitindo, assim, que os cabos sejam instalados diretamente no solo e não mais em banco de dutos, o que reduz significativamente os custos de sua instalação. Dessa forma, esses cabos contribuem para a substituição progressiva das redes de energia aéreas, que proporcionam menor confiabilidade, e requerem, com maior frequência, intervenções para manutenção (21).

1.3 Viabilidade técnica de uma rede de distribuição de energia elétrica

O desempenho de uma rede de distribuição pode ser avaliado por meio do histórico de interrupções e da queda de tensão na rede. O estudo do histórico de interrupções possibilita avaliar a continuidade do fornecimento de energia elétrica, enquanto que a análise da queda de tensão na rede possibilita verificar os níveis de tensão nos pontos de entrega.

No Brasil, compete à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regular os serviços de energia elétrica, estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta ou indiretamente, pela sua boa qualidade (22). Com relação à continuidade da distribuição e à conformidade dos níveis de tensão, duas resoluções são seguidas:

- a) a Resolução ANEEL nº 24, de 27 de janeiro de 2000, que estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras (22);
- b) a Resolução ANEEL nº 505, de 26 de novembro de 2001, que dispõe, de forma atualizada e consolidada, sobre as questões relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente (23).

1.3.1 Interrupções no fornecimento de energia elétrica

Define-se interrupção como a descontinuidade da tensão disponível em qualquer uma das fases ou a falta do neutro em um circuito elétrico que atende uma unidade consumidora (21).

As informações acerca das interrupções são fundamentais para a transformação destas em indicadores (duração e frequência das interrupções, por exemplo), sendo indispensáveis os seguintes dados:

- a) fato gerador;
- b) data, hora e centésimo de minutos do início e do restabelecimento da interrupção; e
- c) número de unidades consumidoras atingidas em cada interrupção.

A interrupção pode ser de origem programada ou não programada. A primeira é antecedida de aviso prévio, por tempo pré-estabelecido, para fins de intervenção no sistema. A segunda pode ser de urgência, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços, ou ainda ocorrida pela atuação ou até mesmo falhas dos

dispositivos de proteção (24). O perfeito conhecimento dos parâmetros técnicos, topológicos e operacionais associados à rede e à carga, além das características climáticas e geográficas de cada região, é determinante na validação do fato gerador da interrupção.

Um cadastro adequado é fundamental na determinação de quais, e conseqüentemente, quantas unidades consumidoras foram atingidas numa dada interrupção. O mapeamento do sistema facilita bastante o tratamento das interrupções até a transformação de seus dados em indicadores.

O restabelecimento de uma interrupção está associado ao defeito ocorrido, aos recursos disponíveis para realização dos reparos e à configuração do sistema.

A intervenção nas redes de distribuição convencionais, para identificação do defeito e realização dos reparos, geralmente é realizada em tempo menor, quando comparada às redes de distribuição compactas.

Às vezes, apenas a inspeção visual não é suficiente para a localização do ponto de defeito nas redes compactas, tornando-se necessária a realização de inspeção poste a poste. Nessas redes, a realização dos reparos deve ser feita por pessoal qualificado, pois os materiais e as ferramentas utilizados exigem habilidade para a correta e ágil aplicação.

Em todas as intervenções em instalações elétricas devem ser adotadas medidas preventivas de controle do risco elétrico e de outros riscos adicionais, mediante técnicas de análise de risco, de forma a garantir a segurança e a saúde no trabalho (25).

1.3.2 Queda de tensão nas redes de distribuição secundárias

O dimensionamento elétrico de um circuito de distribuição em baixa tensão é feito verificando-se a queda de tensão e o limite térmico dos cabos. Não são feitas restrições quanto às perdas técnicas, porque os limites de queda de tensão estabelecidos são suficientes para limitá-las em níveis aceitáveis.

De acordo com a NBR 5410/2004, o valor percentual máximo admissível para a queda de tensão, em relação ao valor da tensão nominal, é de 5%, calculados a partir do ponto de entrega até o ponto de utilização (26).

A ANEEL, por meio da Resolução nº 505, dispõe que, para as unidades consumidoras atendidas em tensão nominal de operação igual ou inferior a 1 kV, a tensão a ser contratada com a concessionária deve ser a tensão nominal do sistema no ponto de entrega. As tensões de

atendimento dessas unidades consumidoras são classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme apresentado na Tabela 1.2 (23).

Tabela 1.2 – Pontos de entrega em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (23)

Tensões Nominais Padronizadas				
Tensão Nominal (TN)		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em Relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em Relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em Relação à TN (Volts)
Ligação	Volts (V)			
Trifásica	(220) / (127)	$(201 \leq TL \leq 231) / (116 \leq TL \leq 133)$	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233) / (109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 109$ ou $TL > 140)$
	(380) / (220)	$(348 \leq TL \leq 396) / (201 \leq TL \leq 231)$	$(327 \leq TL < 348$ ou $396 < TL \leq 403) / (189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$	$(TL < 327$ ou $TL > 403) / (TL < 189$ ou $TL > 233)$
Monofásica	(254) / (127)	$(232 \leq TL \leq 264) / (116 \leq TL \leq 132)$	$(220 \leq TL < 232$ ou $264 < TL \leq 269) / (109 \leq TL < 116$ ou $132 < TL \leq 140)$	$(TL < 220$ ou $TL > 269) / (TL < 109$ ou $TL > 140)$
	(440) / (220)	$(402 \leq TL \leq 458) / (201 \leq TL \leq 229)$	$(380 \leq TL < 402$ ou $458 < TL \leq 466) / (189 \leq TL < 201$ ou $229 < TL \leq 233)$	$(TL < 380$ ou $TL > 466) / (TL < 189$ ou $TL > 233)$
Tensões Não Padronizadas				
Tensão Nominal (TN)		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em Relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em Relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em Relação à TN (Volts)
Ligação	Volts (V)			
Trifásica 4 fios	(208) / (120)	$(196 \leq TL \leq 229) / (113 \leq TL \leq 132)$	$(189 \leq TL < 196$ ou $229 < TL \leq 233) / (109 \leq TL < 113$ ou $132 < TL \leq 135)$	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 109$ ou $TL > 135)$
Monofásica	(230) / (115)	$(216 \leq TL \leq 241) / (108 \leq TL \leq 127)$	$(212 \leq TL < 216$ ou $241 < TL \leq 253) / (105 \leq TL < 108$ ou $127 < TL \leq 129)$	$(TL < 212$ ou $TL > 253) / (TL < 105$ ou $TL > 129)$
	(240) / (120)	$(216 \leq TL \leq 254) / (108 \leq TL \leq 127)$	$(212 \leq TL < 216$ ou $254 < TL \leq 260) / (106 \leq TL < 108$ ou $127 < TL \leq 130)$	$(TL < 212$ ou $TL > 260) / (TL < 106$ ou $TL > 130)$

Para o cálculo da queda de tensão nos circuitos secundários de distribuição, as concessionárias geralmente utilizam as equações a seguir:

$$E = (C / 2 + D) \times B \quad (1.1)$$

$$H = E \times G \quad (1.2)$$

em que:

- B: comprimento do trecho (m);
- C: carga distribuída no trecho (kVA);
- D: carga acumulada no fim do trecho (kVA);
- E: carga total (kVA x 100m);
- G: coeficiente de queda de tensão unitária dos condutores; e
- H: queda de tensão no trecho (%).

Para possibilitar os cálculos de queda de tensão, as concessionárias estabelecem, em suas próprias normas, os critérios relativos à demanda e os coeficientes de queda de tensão unitária dos condutores utilizados, para cada fator de potência a considerar.

Essas equações são aplicadas em planilhas, representando graficamente o circuito de cada transformador em estudo e identificando os pontos significativos (postes, conexões etc.). O apêndice C apresenta planilhas contendo os cálculos de queda de tensão de alguns circuitos, sendo que o preenchimento dessas dá-se da seguinte forma:

- a) Campo A: informar as designações dos postes origem e fim de trecho.
- b) Campo B: informar o comprimento do trecho na forma de múltiplo de 100.
- c) Campo C: informar a carga em kVA distribuída ao longo do trecho considerado. Essa carga é determinada com base na demanda diversificada individual por consumidor e na demanda referente à iluminação pública, definidas nas normas de cada concessionária.
- d) Campo D: informar a carga em kVA acumulada desde o final do circuito até o final do trecho considerado.
- e) Campo E: calcular, dividindo o campo C por 2, somando-se o resultado com o campo D e multiplicando o novo resultado pelo campo B.
- f) Campo F: informar o tipo e a bitola do condutor do trecho secundário em estudo.
- g) Campo G: informar as quedas de tensão unitária do condutor utilizado no trecho.
- h) Campo H: calcular a queda de tensão no trecho, multiplicando-se o valor do campo E pelo valor do campo G.

- i) Campo I: calcular a queda de tensão total, somando-se as parcelas das quedas de tensão percentuais acumuladas ao longo do ramo. Deve-se atentar para os trechos que compõem o ramo de acordo com o diagrama da representação gráfica.

1.4 Viabilidade econômica de uma rede de distribuição de energia elétrica

O estudo econômico de uma rede de distribuição determina valores que possibilitam estabelecer comparações entre os diferentes tipos de rede quanto aos seus custos (27).

Os custos totais são determinados admitindo-se a incidência periódica dos seguintes eventos geradores de custo, ao longo da vida útil esperada para as redes:

- a) necessidade de investimento inicial diferenciado;
- b) aplicação de manutenções periódicas corretivas e preventivas (custos operacionais); e
- c) lucro cessante.

1.4.1 Investimento inicial

O investimento inicial (custo de implantação da rede) considera os materiais adquiridos, a mão de obra (incluindo serviços de topografia, projeto e execução) e as despesas administrativas.

1.4.2 Custo operacional

Os custos operacionais podem ser decompostos em duas parcelas, correspondentes à:

- a) manutenção preventiva: para manter um fornecimento contínuo de energia elétrica aos clientes, atendendo às legislações vigentes; e
- b) manutenção corretiva: necessária para restabelecer o sistema em caso de interrupções acidentais.

1.4.2.1 Manutenção preventiva

A manutenção preventiva é a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou defeito, ou ainda para corrigir desgastes naturais e previsíveis, seguindo uma programação

previamente elaborada, baseada em intervalos definidos de tempo. Pode ser realizada a intervalos regulares ou subordinada a outros critérios de manutenção (28) (29).

Assim, a manutenção preventiva procura evitar a ocorrência de falhas, ou seja, como o nome já diz, ela procura prevenir. Pode ser dividida em duas partes:

- a) manutenção geral dos postes, condutores e equipamentos, principalmente, no controle de pontos-quentes em conexões, defeitos em chaves, isoladores etc.;
- b) poda de árvores, limpeza e remoção de objetos da rede.

1.4.2.2 Manutenção corretiva

A manutenção corretiva tem como objetivo corrigir ou restaurar as condições de funcionamento do equipamento, visando eliminar os defeitos ou as falhas, e podendo ser realizada de forma programada ou em caráter de emergência, dependendo da gravidade do dano (28) (29).

A manutenção corretiva programada, por ser planejada, demanda menor custo do que a não programada, é mais rápida, mais segura e de melhor qualidade. Já a manutenção corretiva não programada caracteriza-se pela atuação da manutenção em fato já ocorrido, seja este uma falha ou um desempenho menor que o esperado. Normalmente, a manutenção corretiva não programada implica altos custos, pois a falha inesperada pode acarretar perdas de fornecimento, perda de qualidade e elevados custos diretos e indiretos de manutenção (29).

A manutenção corretiva pode ser avaliada em função do número de interrupções acidentais e do intervalo de tempo estimado para realizar os reparos necessários para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Durante essa manutenção, pode ocorrer a substituição de alguns materiais danificados, para permitir o restabelecimento.

1.4.3 Energia não distribuída

Em caso de interrupções de energia elétrica, o setor produtivo depara-se com as perdas de processo e com o decréscimo de suas atividades. Para a concessionária, além da energia não distribuída, contabilizam-se os prejuízos com ressarcimento aos clientes por perdas e por danos em eletrodomésticos ou outros aparelhos em virtude de uma falha na rede (falta de fase, tensão alta por falta de neutro, defeito em conexões etc.) (3).

Também é importante considerar que, mesmo com o restabelecimento da energia, a concessionária ainda perde faturamento. Isso decorre do tempo necessário para os clientes retomarem o pleno funcionamento de suas atividades (27).

O lucro cessante é um valor referente à perda no faturamento da empresa, durante ocorrências de desligamento na rede, contabilizando a energia não distribuída (10).

1.5 Estudos de viabilidade da rede compacta realizados no Brasil

Alguns pesquisadores vêm estudando a viabilidade da rede compacta, com publicações importantes a partir de dados das concessionárias pioneiras na implantação dessas redes no Brasil, o que auxilia na aplicação de investimentos nessas redes em regiões distintas do país.

Em 2003 foram realizadas análises de viabilidade da rede compacta no sistema de distribuição das empresas CEMIG, COPEL, CPFL/SP e LIGHT/RJ. Nessas análises constatou-se que o custo de implantação da rede compacta é mais alto que o da rede convencional, como apresentado na Tabela 1.3, mas sua implantação tem sido bastante satisfatória, eliminando as podas drásticas, reduzindo os custos de manutenção e aumentando a confiabilidade do sistema (10).

Tabela 1.3 – Custos de implantação das redes por empresas avaliadas (10)

CPFL/SP		
Tipo de Rede		Custo (R\$/km)
Convencional	Primária	39.000,00
	Secundária	28.571,43
	Primária + Secundária	67.571,43
CEMIG		
Tipo de Rede		Custo (R\$/km)
Convencional	Primária + Secundária	54.188,39
Compacta	Primária + Secundária	62.215,99

Tabela 1.3 – Continuação: Custos de implantação das redes por empresas avaliadas (10)

COPEL		
Tipo de Rede		Custo (R\$/km)
Convencional	Primária (condutor: 336,4 MCM AWG)	11.703,11
	Primária (condutor: 2 AWG)	20.028,83
Compacta	Primária (condutor: 336,4 MCM XLPE)	36.683,46
	Primária (condutor: 2 XLPE)	50.519,61
LIGHT/RJ		
Tipo de Rede		Custo (R\$/km)
Subterrânea	Primária + Secundária	436.585,04

Os valores da Tabela 1.3 confirmam que os dados obtidos das concessionárias são bem diferentes entre si, proporcionando variação dos custos. Isso pode ser atribuído ao fato de se tratar de locais distintos e distantes, além do fato de que as empresas seguem critérios e padrões diferentes.

Constatou-se que a transformação da rede convencional para compacta fica mais barata que a implantação de novas redes convencionais, o que por si só justificaria os investimentos. Esses custos podem ser observados nas Tabelas 1.3 e 1.4, a partir de dados da CPFL/SP e da COPEL (10).

Tabela 1.4 – Custo da transformação da rede convencional para compacta (10)

CPFL/SP	
Tipo de Rede	Custo (R\$/km)
Primária + Secundária	35.000,00
COPEL	
Tipo de Rede	Custo (R\$/km)
Primária (condutor: 336,4 MCM XLPE)	42.951,79
Primária (condutor: 2 XLPE)	31.063,64

Com relação aos custos com manutenção preventiva após a implantação da rede compacta, para a CEMIG, esse custo reduziu de R\$131,20/km para R\$20,75/km, sendo que a parcela referente à poda diminuiu 79,50% (10).

Em 2005, analisando os impactos ambientais da interação da rede de distribuição com a arborização na região metropolitana do Recife, também se concluiu que, apesar de o custo de implantação das redes compactas ser comparavelmente maior que o das convencionais, sua implantação torna-se viável, tendo em vista os benefícios proporcionados ao meio ambiente,

aos clientes e à concessionária. A Tabela 1.5 apresenta os custos de implantação das redes secundárias e primárias estimados pela CELPE (30).

Tabela 1.5 – Custos de implantação das redes na CELPE (30)

Tipo de Rede		Condutor	Custo (R\$/km)
Compacta	Secundária	Multiplexado 3 x 35 mm ²	25.344,68
		Multiplexado 3 x 70 mm ²	32.475,24
		Multiplexado 3 x 120 mm ²	48.844,89
	Primária	XLPE 35 mm ²	53.512,93
		XLPE 70 mm ²	63.887,12
		XLPE 185 mm ²	106.987,57
Convencional	Secundária.	Cabo nu 16 mm ²	20.993,22
		Cabo Al 4 CA	11.866,66
	Primária	Cabo nu Al 4 CAA	29.353,54
		Cabo nu Al 1/0 CAA	35.817,05
		Cabo nu Al 4/0 CAA	59.767,89

Em 2007, análises de viabilidade econômica das redes compactas foram realizadas pela CEMIG. Concluiu-se que, para rede compacta, apesar de o investimento inicial ser superior tanto para a secundária quanto para primária, quando comparado às redes convencionais, ele é compensado apenas pela capitalização dos custos operacionais. A Tabela 1.6 apresenta o custo global das redes com os investimentos iniciais e operacionais (31).

Tabela 1.6 – Custo global das redes com os investimentos iniciais e operacionais (31)

Custo US\$/poste					
Tipo de Rede	Arborização Presente	Investimento Inicial	Manutenção Preventiva	Manutenção Corretiva	Custo Global
Convencional (Primária e Secundária)	Sim	1.730,00	1.135,00	155,00	3.020,00 (131%)
	Não	(98%)	550,00		2.435,00 (113%)
Compacta (Secundária)	Sim	1.763,00	460,00	79,00	2.302,00 (100%)
	Não	(100%)	311,00		2.153,00(100%)
Compacta (Primária)	Sim	1.983,00	180,00	34,00	2.197,00 (95%)
	Não	(112,5%)	58,00		2.075,00 (96%)

Na Tabela 1.6 os valores de referência para apresentação dos custos em termos percentuais são os da rede secundária compacta, pertencentes à mesma tabela.

Capítulo 2

Custos de implantação e manutenção de uma rede de distribuição secundária

Este capítulo tem por objetivo apresentar os custos de implantação de uma rede de distribuição secundária na CELG D e abordar sua manutenção em relação aos serviços, à programação da manutenção preventiva e aos aspectos da manutenção emergencial.

2.1 Custos de implantação de uma rede de distribuição secundária

Para a obtenção dos custos de implantação das redes de distribuição secundárias na CELG D, foram elaborados três projetos distintos para um mesmo circuito de distribuição. No primeiro projeto, considerou-se a rede como sendo convencional, no segundo, como compacta e, no terceiro, a mudança de uma rede convencional para compacta.

Cabe observar que os dois primeiros projetos mencionados são casos clássicos de ampliação do sistema de distribuição, ou seja, a partir da planta baixa de certa área, pode-se elaborar o projeto elétrico da rede de distribuição necessária para alimentar novos consumidores.

O projeto de mudança de rede convencional para compacta é um caso típico de melhoria de circuito, em que se elabora o projeto visando melhorar o desempenho de um circuito já existente, tratando-se dos indicadores de continuidade de fornecimento da energia.

Nesse caso, realiza-se o levantamento em campo de maneira a coletar todos os dados da rede existente e dos consumidores alimentados e, de posse dessas informações, elabora-se o projeto de melhoria para o dado circuito. As informações básicas coletadas no levantamento de campo para um projeto de melhoria são:

- a) tipo de cada poste e da estrutura instalada;
- b) ramais de ligação de consumidores conectados a cada poste;
- c) tipo dos condutores e estado destes;
- d) distância entre postes;
- e) identificação da arborização local e sua influência no desempenho da rede; e
- f) dados do transformador instalado e componentes de sua proteção.

A Figura 2.1 ilustra o circuito do qual foram elaborados os projetos, inclusive o de melhoria visando mudar a rede secundária de convencional para compacta, e a legenda com a simbologia técnica utilizada para representar a rede de distribuição. No apêndice C apresentam-se estudos de casos de melhoria de circuito para situação real.

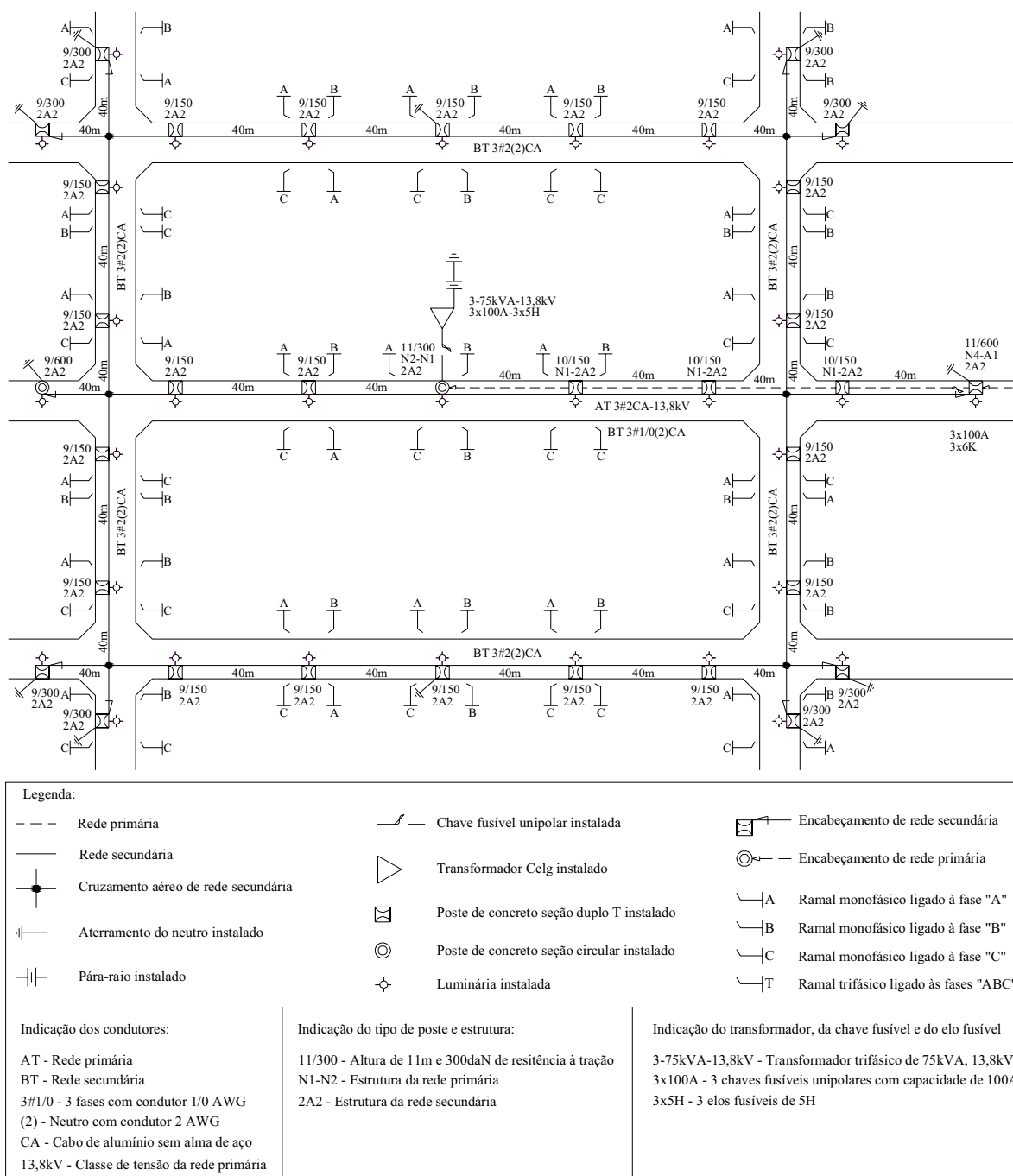


Figura 2.1 – Circuito utilizado para a elaboração dos projetos.

Cabe ressaltar que a rede primária necessária para alimentar o transformador foi projetada, para os três casos, como sendo convencional, de maneira que seu custo fosse o mesmo em todos os casos. Os projetos foram elaborados atendendo-se aos padrões estabelecidos pela Celg D, contemplando as exigências das seguintes normas técnicas:

- a) Norma Técnica de Distribuição 08 (NTD-08, que define critérios de projetos de redes de distribuição aéreas urbanas, classes 15 e 36,2kV (32);
- b) Norma Técnica de Distribuição 18 (NTD-18), de estruturas para redes aéreas isoladas em tensão secundária de distribuição (13).

2.1.1 Etapa de elaboração dos projetos

De posse da planta baixa e da planta de situação da área, obtiveram-se as características de carga dos consumidores alimentados, o perfil do terreno com o traçado das redes e o ponto de derivação da rede primária para alimentação do transformador. Observa-se que a área em questão pertence à região metropolitana de Goiânia.

Para a estimativa da demanda do circuito, foram considerados todos os consumidores como residenciais classe “A”, nos quais se enquadram os consumidores com a demanda diversificada individualmente de 0,7 kVA (32). Para a iluminação pública, no cálculo da demanda, considerou-se 0,16 kVA por luminária. Assim, como 84 consumidores são alimentados e 34 luminárias estão instaladas, a demanda total é de 64,24 kVA para o circuito. Nesse sentido, justifica-se a instalação do transformador trifásico de 75 kVA, 13,8 kV/380-220 V.

O dimensionamento elétrico da rede secundária consiste basicamente na determinação dos condutores, por meio do cálculo de queda de tensão. O cálculo de queda de tensão foi realizado mediante a adoção dos coeficientes constantes nas Tabelas 12 e 13 da NTD-08 (32) e na Tabela 5 da NTD-18 (13). A máxima queda de tensão permissível na rede secundária é de 5% em condições normais de operação.

A queda de tensão máxima obtida no projeto com a rede secundária convencional foi de 2,27%, e no projeto com a rede secundária compacta, de 2,06%, no mesmo trecho. Essa diferença é devida aos valores diferentes dos coeficientes de queda de tensão secundária dos condutores utilizados, visto que a carga em ambos os circuitos é idêntica.

Para a rede convencional, com condutores 3#1/0(2) e 3#2(2), os coeficientes de queda de tensão secundária são 0,0473 e 0,0703, respectivamente, e para rede compacta, com

condutores 3x1x70+50 e 3x1x35+50, os coeficientes de queda de tensão secundária são 0,0391 e 0,0735, respectivamente.

Definidos os condutores, iniciou-se o dimensionamento mecânico, que foi realizado visando definir os postes das estruturas a serem empregadas. Os parâmetros considerados foram: tração associada aos condutores empregados, os afastamentos mínimos (entre condutores e entre condutores e solo/edificações), ângulos de deflexão horizontal e vertical, comprimento dos vãos e esforços resultantes de outras redes compartilhando o mesmo poste.

2.1.2 Obtenção dos custos de implantação

Após a elaboração dos projetos, além de relacionar todos os materiais necessários para execução dos projetos, também foi contabilizada a mão de obra, tornando possível avaliar o custo de implantação das redes nos distintos projetos.

2.1.2.1 Custo dos materiais

Depois de relacionar todos os materiais, realizou-se a cotação de preços destes. Para facilitar, dividiram-se esses basicamente em três categorias:

- a) postes e placas de concreto;
- b) ferragens, condutores, isoladores, materiais em geral; e
- c) transformador.

A cotação dos postes, das placas de concreto e do transformador foi realizada diretamente com fabricantes goianos, e do restante dos materiais, com empresas revendedoras goianas. Posteriormente à obtenção dos preços,¹ o custo dos materiais de cada projeto foi contabilizado, conforme apresenta a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Custo dos materiais dos três projetos em estudo

Tipo de Projeto	Valor (R\$)	(p.u.)
Rede secundária convencional	29.355,98	1,00
Rede secundária compacta	36.478,80	1,24
Mudança de convencional para compacta	13.583,80	0,46

¹ A cotação dos materiais foi realizada em fevereiro de 2008.

Nessa tabela, os valores expressos em p.u. (por unidade) foram obtidos tomando-se como base o custo dos materiais da rede secundária convencional.

2.1.2.2 Custo da mão de obra

A mão de obra foi mensurada em função da quantidade de unidades de serviço (US) contabilizada para executar cada projeto. A CELG D padronizou valores típicos de US para cada tipo de atividade a ser executada. Assim, em função do quantitativo de atividades, tem-se o valor total de US para cada serviço que se deseja executar.

O total de US de cada um dos projetos foi obtido por meio do quantitativo de postes, de estruturas a instalar, condutores a tensionar e outras atividades a executar.

Como o valor pago pela CELG D por US é R\$ 19,63,² o custo da mão de obra para execução de cada projeto foi calculada e os resultados apresentados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Custo da mão de obra para a execução de cada projeto em estudo

Tipo de Projeto	US	Total (R\$)	(p.u.)
Rede secundária convencional	706,31	13.864,86	1,00
Rede secundária compacta	659,63	12.948,54	0,93
Mudança de convencional para compacta	259,66	5.097,13	0,37

2.1.2.3 Custo total de implantação

Em seguida, obteve-se o custo total de cada projeto adicionando-se, ao custo dos materiais, o custo da mão de obra. A Tabela 2.3 apresenta, para cada projeto, o custo total e as parcelas de contribuição dos materiais e da mão de obra na sua composição.

Tabela 2.3 – Contribuição dos materiais e da mão de obra na composição do custo total

Tipo de Rede Secundária	Materiais		Mão de Obra		Custo Total	
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)
Convencional	29.355,98	67,92	13.864,86	32,08	43.220,84	100,00
Compacta	36.478,80	73,80	12.948,54	26,20	49.427,34	100,00
Mudança de convencional para compacta	13.583,80	72,71	5.097,13	27,29	18.680,93	100,00

² Valor pago pela CELG por US em 2008, quando foram elaborados os projetos.

A Tabela 2.4 mostra, de maneira simplificada, os custos de implantação dos referidos projetos, observando-se que os valores também estão expressos em p.u. e foram obtidos com base no custo total de implantação da rede secundária convencional.

Tabela 2.4 – Custo total de implantação para cada projeto

Tipo de Projeto	Valor (R\$)	Valor (p.u.)
Rede secundária convencional	43.220,84	1,00
Rede secundária compacta	49.427,34	1,14
Mudança de rede secundária convencional para compacta	18.680,93	0,43

O custo para a implantação da rede secundária expresso em R\$/m, neste exemplo, observando-se que o comprimento total da rede secundária do circuito é 1.160 metros, também é ilustrado na Figura 2.2.

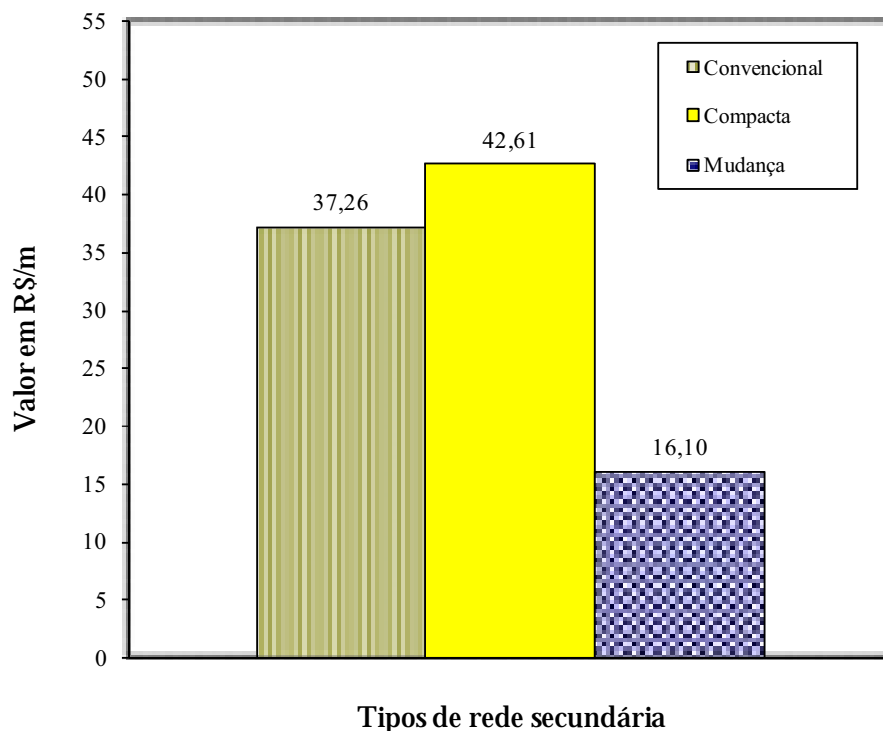


Figura 2.2 – Custos de implantação em R\$/m das redes secundárias.

2.2 Manutenção de uma rede de distribuição secundária

Como visto, o custo de implantação da rede compacta é mais alto que o da convencional. No entanto, essa rede é a mais utilizada, pois requer menos intervenções para execução de serviços de manutenção. Desse modo, os custos de manutenção e as perdas financeiras decorrentes das interrupções programadas passam a ser significativamente menores ao longo da vida útil da rede elétrica.

Esta seção aborda sobre os serviços de manutenção realizados tanto nas redes secundárias convencionais quanto nas compactas e a frequência com que geralmente esses serviços são executados para que os índices de continuidade atendam aos padrões estabelecidos pela legislação vigente.

2.2.1 Serviços de manutenção em rede de distribuição secundária

Entende-se como serviço de manutenção todo serviço de controle, conservação ou restauração de instalações e equipamentos, executado com a finalidade de mantê-los em condições de operação e prevenir possíveis ocorrências que afetem sua disponibilidade.

Basicamente, para as redes secundárias, são considerados pelas concessionárias como de manutenção os serviços relacionados a seguir:

- a) substituição de: condutores, chaves fusíveis, para-raios, isoladores, conectores, ferragens, postes, e outros equipamentos;
- b) emenda, reamarrção ou retensionamento de condutores;
- c) relocação ou aprumação de postes;
- d) reaperto ou substituição de conexões;
- e) poda de árvores ou limpeza de faixas;
- f) retirada de objetos estranhos da rede;
- g) renumeração de postes ou equipamentos;
- h) medição da resistência de aterramentos.

Visando contabilizar esses serviços, utilizou-se a tabela de serviços de manutenção de redes aéreas da CELG D para elaborar a Tabela 2.5, que traz os serviços de manutenção relacionados à rede secundária e os seus respectivos valores de unidade de serviço, aplicáveis no estado de Goiás.

Tabela 2.5 – Serviços de manutenção de redes aéreas secundárias e respectivas US

Item	Descrição do Serviço	Unidade de Serviço (US)		
		Instalar	Retirar	Substituir
01	Aprumar poste (por unidade)	2,00	-	-
02	Armação secundária A1 (por unidade)	1,01	0,70	1,70
03	Armação secundária A2 (por unidade)	1,32	0,92	2,24
04	Armação secundária A3 ou A4 (por unidade)	1,65	1,15	2,80
05	Armação secundária A5 (por unidade)	1,95	1,39	3,34
06	Cartucho para chave fusível (por unidade)	0,30	0,21	0,51
07	Chave fusível (por unidade)	1,08	0,75	1,83
08	Conector - aplicação (por unidade)	0,10	0,07	0,17
09	Conector - reaperto (por unidade)	0,20	-	-
10	Elo fusível em cartucho (por unidade)	-	-	0,20
11	Emenda ou reparo de condutor (por unidade)	1,50	-	-
12	Espaçador para cabos (por unidade)	0,30	0,21	0,51
13	Cruzamento aéreo (por unidade)	0,50	0,35	0,85
14	Grampo de suspensão, cabo préreunido (por unidade)	1,32	0,92	2,24
15	Inspecção de estrutura (por unidade)	1,00	-	-
16	Isolador roldana (por unidade)	0,40	0,28	0,68
17	Manutenção em estrutura (por unidade)	1,00	-	-
18	Pára raio (por unidade)	1,00	0,70	1,70
19	Poda de árvore e transporte de galhos (por árvore)	2,00	-	-
20	Poste (por unidade)	11,00	7,70	18,70
21	Ramal de serviço (por unidade)	0,60	0,42	1,02
22	Reaperto e regulagem de chave fusível (por unidade)	0,70	-	-
23	Retensionamento de condutor (por condutor/vão)	0,66	-	-
24	Transformador monofásico (por unidade)	7,00	4,90	11,90
25	Transformador trifásico (por unidade)	10,00	7,00	17,00

2.2.2 Programação da manutenção preventiva

Normalmente o programa de manutenção é gerado a partir das inspeções que, por sua vez, qualificam e quantificam os serviços de manutenção a serem realizados.

Como as inspeções de campo atendem a uma programação, o serviço de manutenção assume um carácter periódico, levando em consideração uma hierarquização de prioridades:

- a) redes que atendam a consumidores com prioridades de atendimento;

- b) redes que atendam áreas importantes, em termos de densidade de carga, número de consumidores e consumo.

O ideal é que a manutenção de uma rede seja programada de forma que não ultrapasse trinta dias o intervalo de tempo entre a inspeção e a manutenção. Mas, em virtude da amplitude do sistema de distribuição, a maior parte das concessionárias, quando se trata de serviços na baixa tensão, os realiza simultaneamente com a inspeção.

Com o objetivo de causar menos transtornos aos consumidores, a manutenção deve ser programada para os meses em que houver menor incidência das interrupções não programadas, ou seja, nos meses considerados secos, que para o sistema elétrico brasileiro é o período compreendido de maio a novembro (34).

Os horários propícios à execução da manutenção devem ser considerados na programação, pois os serviços são normalmente executados com as redes desenergizadas.

Os serviços com desligamento em áreas comerciais ou industriais devem ser executados, preferencialmente, antes do início das atividades normais da área afetada, ou aos sábados, domingos e feriados, no horário de menor carga do local, para que as perdas econômicas sejam minimizadas para o consumidor. Já os serviços com desligamentos em áreas estritamente residenciais devem ser feitos nos dias úteis, a fim de manter o conforto e o lazer dos consumidores.

2.2.3 Manutenção preventiva em rede secundária convencional

A maior parte das interrupções não programadas ocorridas em circuitos constituídos de redes secundárias convencionais é ocasionada pela interferência da arborização local, por contato de objetos à rede, condutores bambos e defeitos em conexões.

Como a rede convencional é constituída por condutores nus, a manutenção preventiva deve ser atuante de maneira a evitar o contato de objetos estranhos à rede e a reduzir a possibilidade de contato entre os condutores e a falha das conexões.

Com auxílio da Tabela 2.5, pode-se definir o plano de manutenção a executar para que se mantenha a continuidade do fornecimento dentro dos padrões estabelecidos pelo órgão regulador. Assim, a Tabela 2.6 apresenta o plano de manutenção definido para a rede secundária convencional.

Tabela 2.6 – Recomendações do plano de manutenção da rede secundária convencional

Item	Serviço a Executar	Frequência	US
01	Instalação de espaçador para cabos	0,5/ano	0,30
02	Cruzamento aéreo	0,5/ano	0,50
03	Inspeção/manutenção em estrutura	0,5/ano	1,00
04	Poda de árvore e transporte de galhos	2/ano	2,00
05	Retensionamento de condutor	0,5/ano	0,66

De acordo com a Tabela 2.6, a poda de árvore deve ser executada duas vezes ao ano, de preferência nos meses de março e setembro, e os outros serviços uma vez a cada dois anos.

Outro fator importante é que deve ser contabilizado o lucro cessante durante o desligamento efetuado para execução de tais serviços. A duração do desligamento dependerá diretamente da extensão e característica do circuito.

2.2.4 Manutenção preventiva em rede secundária compacta

Como os condutores fases da rede secundária compacta são isolados, praticamente se desconsideram as interrupções não programadas ocasionadas pela interferência da arborização local e pelo contato de objetos à rede.

Por isso as atividades de manutenção nessa rede compreendem apenas a inspeção/manutenção das estruturas e a poda de árvore. Ambas, apenas uma vez a cada dois anos, visto que a poda torna-se necessária para que os galhos da árvore não adquiram porte suficiente para forçar os condutores e danificar sua isolação. A Tabela 2.7 apresenta o plano de manutenção definido para a rede secundária compacta.

Tabela 2.7 – Recomendações do plano de manutenção da rede secundária compacta

Item	Serviço a Executar	Frequência	US
01	Inspeção/manutenção em estrutura	0,5/ano	1,00
02	Poda de árvore e transporte de galhos	0,5/ano	2,00

Na rede secundária compacta, esses serviços podem ser realizados com a rede energizada, eliminando o desligamento.

2.2.5 Manutenção emergencial

A função da manutenção emergencial é manter, em situações de emergência, o fornecimento de energia elétrica, executando o trabalho de forma rápida, eficiente e segura.

Para os casos de emergência, a padronização da rede pode ser sacrificada em benefício de rapidez do restabelecimento do sistema. Os reparos definitivos em determinadas situações são realizados posteriormente, mediante uma programação.

À medida que o porte e a importância do sistema crescem, acarretando maiores solicitações de serviço, em função da existência de cargas industriais e comerciais, do estado de conservação da rede e do número de ocorrências, também deve aumentar o número de equipes, a fim de garantir o atendimento de tais solicitações e manter a qualidade do serviço prestado.

Não existem critérios fixos para a determinação do número de equipes emergenciais nas empresas concessionárias de energia elétrica. Normalmente o dimensionamento do número de equipes não é feito de forma padronizada, mas conforme a sensibilidade dos administradores, por meio de critérios adotados por cada empresa.

É importante ressaltar, no entanto, que, com a implantação das redes compactas, torna-se necessário treinar continuamente a mão de obra, criar procedimentos operacionais e disponibilizar todos os materiais e as ferramentas necessárias para que as turmas emergenciais não deixem que os tempos de localização das falhas e da sua correção se distanciem muito dos praticados nas redes convencionais, principalmente caso ocorram defeitos na isolação dos condutores.

Capítulo 3

Viabilidade técnica das redes de distribuição secundárias

Este capítulo apresenta uma análise de viabilidade técnica das redes de distribuição secundárias compactas no sistema elétrico da CELG D, município de Goiânia.

Essa análise foi realizada a partir do estudo das interrupções ocorridas em sete transformadores de distribuição e da realização de inspeções, avaliando-se suas redes secundárias, os clientes alimentados e as características típicas locais.

3.1 Metodologia aplicada

A viabilidade técnica das redes secundárias compactas foi estudada comparando-se seu desempenho com o das convencionais.

Para isso, foram selecionados 31 transformadores de distribuição, 15 suprindo redes secundárias convencionais e 16 compactas, distribuídos em 27 bairros distintos do município de Goiânia. De um modo geral, o objetivo era amostrar diversos pontos da cidade, cobrindo as variadas características de configuração do sistema e seus componentes, da carga alimentada e da arborização.

Os bairros escolhidos foram: Bairro dos Aeroviários, Bairro Rodoviário, Bairro São Francisco, Conjunto Riviera, Jardim América, Jardim Balneário Meia Ponte, Jardim Europa, Jardim Goiás, Jardim Novo Mundo, Jardim Pompeia, Jardim São Judas Tadeu, Jardim Vitória, Parque Oeste Industrial, Setor Bueno, Setor Central, Setor Coimbra, Setor Jaó, Setor Marista, Setor Oeste, Setor Pedro Ludovico, Setor Santa Genoveva, Setor Sul, Setor Urias Magalhães, Vila Bethel, Vila João Vaz, Vila Pedroso e Vila Santa Helena. A Figura 3.1 ilustra os transformadores selecionados distribuídos sobre o mapa da cidade.



Figura 3.1 – Transformadores selecionados distribuídos sobre o mapa de Goiânia.

A ideia inicial era comparar o histórico de interrupções dos circuitos constituídos de redes secundárias convencionais e confrontá-lo com o dos circuitos constituídos de redes secundárias compactas, desde o 1º trimestre do ano de 1999 até o 3º trimestre do ano de 2009. Porém, realizadas as inspeções, concluiu-se que tais comparações não poderiam ser realizadas, pois entre os circuitos vários fatores se diferem, como: extensão das redes, potência do transformador, quantidade e tipo de consumidores, quantidade de árvores, dentre outros.

Assim, decidiu-se selecionar – dos dezesseis transformadores cujas redes secundárias são compactas – sete transformadores e seus circuitos secundários correspondentes, que tiveram a menor variação da quantidade e do tipo de consumidores, permitindo, com maior

confiabilidade, comparar o histórico de interrupções em dois períodos distintos: o primeiro, quando a rede era convencional, e o segundo, quando a rede mudou para compacta.

Isso foi possível pelo fato de em todos esses transformadores a rede secundária, antes de se tornar compacta, ter sido convencional, além da data da mudança ter possibilitado, para cada um dos transformadores escolhidos, intervalos de tempo equivalentes para os dois períodos.

O apêndice A traz dados importantes de cada circuito inspecionado, destacando os sete circuitos secundários utilizados para se efetuar o estudo de viabilidade técnica da rede secundária compacta, cujas identificações são apresentadas a seguir: C1, C2, C3, C4, C5, C6 e C7.

3.2 Dificuldades encontradas

Dentre as etapas de realização da pesquisa, a que apresentou maior dificuldade foi a de estudo das interrupções ocorridas, principalmente durante a interpretação dos registros, em virtude das observações e dos preenchimentos incompletos, no que diz respeito aos procedimentos de campo.

Dessa forma, acrescenta-se que, como os circuitos já foram convencionais e os **softwares** que registram as interrupções não distinguem esses períodos, foi necessário realizar a busca da data de mudança da rede de convencional para compacta, visando analisar os dois períodos.

3.3 Caracterização do município de Goiânia

A maior parte das interrupções que ocorrem nos transformadores de distribuição deve-se a contato acidental de objetos à rede secundária, principalmente no período com maior intensidade de chuvas, descargas atmosféricas e ventos. Por conseguinte, torna-se importante conhecer as características climáticas do município em estudo e sua arborização. Isso permite distinguir os períodos seco e úmido no decorrer de cada ano, para verificar a eficiência da rede compacta quanto à continuidade do fornecimento de energia elétrica.

O clima predominante de Goiânia é o tropical úmido. A estação chuvosa prolonga-se de outubro a abril, ao passo que o período seco vai de maio a setembro (34). A temperatura média anual é de 21,9°C, em virtude da influência da altitude. As temperaturas mais baixas ocorrem de maio a agosto, 18,8°C a 21,0°C. A média anual de precipitação é de 1.520 mm. A

primavera é a estação mais quente, com média das máximas entre 29°C e 32°C. A precipitação pluviométrica é de 1487,2mm (35).

Com relação à arborização urbana, Goiânia mantém uma taxa de cerca de 30% do seu território, dispondo de um bom número de parques municipais. A vegetação natural predominante é de cerrado e consiste de árvores esparsas, de tronco retorcido, bem como de plantas rasteiras (34).

Há aproximadamente 950 mil árvores presentes nas vias públicas da cidade e que fazem de Goiânia a capital estadual com maior número de árvores por habitantes do Brasil (0,79 exemplar por habitante), superando Curitiba (0,17) e João Pessoa (0,06) (36).

3.4 Análises realizadas

Para a realização do estudo de viabilidade técnica, foi necessário pesquisar, para os sete circuitos escolhidos, as interrupções registradas nos **softwares** GEMA e Aplicativo COD, pertencentes à CELG D.

Esses **softwares** possuem registros de interrupções desde o início do ano de 1999 e armazenam todas as informações anotadas pelo operador de distribuição no atendimento de cada ocorrência, como: motivo da reclamação, causa da interrupção, serviços executados, materiais utilizados, equipe que realizou o atendimento, horários de gestão da ocorrência, observações diversas, dentre outros.

Como os sete circuitos tiveram suas redes secundárias mudadas de convencional para compacta em datas diferentes, foi necessário realizar as análises comparativas individualmente.

Os dois intervalos de tempo analisados são equivalentes em número de trimestres, ou seja, o intervalo de tempo analisado quando a rede ainda era convencional é igual, em número de trimestres, ao analisado após a rede mudar para compacta. O apêndice B apresenta os trimestres analisados para cada um dos circuitos escolhidos.

Para facilitar a análise das interrupções com relação às suas causas, elas foram divididas em sete subcategorias, como apresentado na Tabela 3.1, considerando-se os motivos contidos nas orientações para despacho de serviço do COD da CELG D, descritos a seguir (37):

- a) abalroamento;
- b) árvore na rede;
- c) condutor BT partido;

- d) cruzeta danificada;
- e) defeito na chave fusível;
- f) defeito na conexão do barramento isolado;
- g) defeito na conexão da rede de BT;
- h) defeito no cruzamento aéreo de BT;
- i) defeito no disjuntor de BT;
- j) defeito no isolador;
- k) defeito no para-raio;
- l) defeito no ramal de entrada;
- m) defeito no transformador;
- n) furto de ramal/rede;
- o) objeto estranho na rede;
- p) poste danificado;
- q) rede de BT bamba;
- r) serviço programado de construção; e
- s) serviço programado de manutenção.

É importante ressaltar que os motivos contidos nas alíneas “d”, “e”, “k” e “m” referem-se basicamente à alta tensão, mas foram destacados por estarem associados a componentes presentes na estrutura do transformador de distribuição.

Tabela 3.1 – Interrupções de acordo com as causas encontradas na pesquisa de dados

Tipos de Interrupções			Descrição
Programadas	C	Construção	Necessárias para possibilitar execução de serviços de construção.
	M	Manutenção	Necessárias para possibilitar execução de serviços de manutenção.
Não programadas	CA	Contatos Acidentais	Ocasionadas pelo contato acidental de objetos à rede, como pipas, árvores, animais etc.
	CC	Condutores e Conexões	Ocasionadas por rompimento de condutores, redes bambas, falhas em conexões etc.
	CD	Componentes Diversos	Ocasionadas por defeitos em isoladores, cruzetas, para-raios etc.
	NI	Não Identificada	Quando se restabelece o fornecimento de energia elétrica, mas não se identifica a causa.
	PT	Poste ou Transformador	Ocasionadas por postes danificados, abalroados, ou defeitos em transformador.

Somando as interrupções compreendidas nos dois intervalos de tempo analisados em cada circuito, obtém-se um total de 118, sendo 52,54% de origem programada e 47,46% de origem não programada. Dentre as interrupções de origem programada, 48,39% são devidas a serviços de construção e 51,61% a serviços de manutenção de redes e equipamentos. Nas interrupções de origem não programada, 35,71% estão relacionadas a contato acidental de objetos à rede, 19,64% a defeitos em condutores e conexões, 7,14% a defeitos em componentes diversos, 19,64% a causas não identificadas e 17,86% a postes danificados ou defeitos em transformadores. As Figuras 3.2 e 3.3 ilustram graficamente o percentual das interrupções ocorridas nos transformadores selecionados e compreendidas nos intervalos de tempo das análises (compreendendo as redes convencionais e compactas).

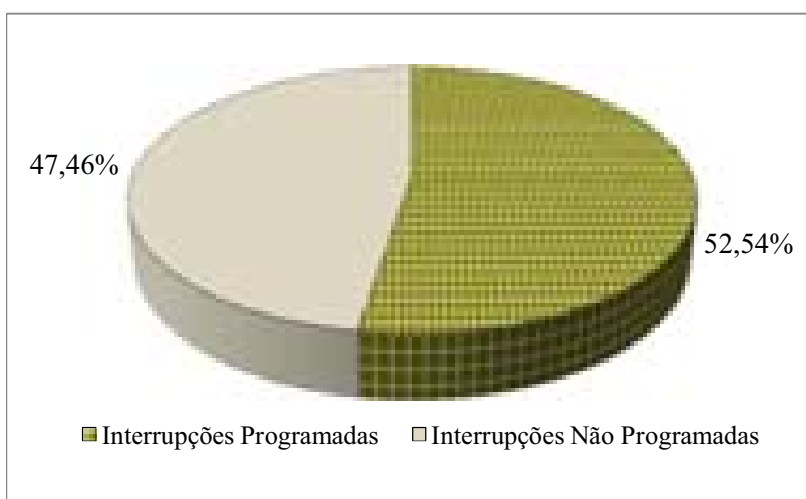


Figura 3.2 – Interrupções ocorridas nos períodos analisados.

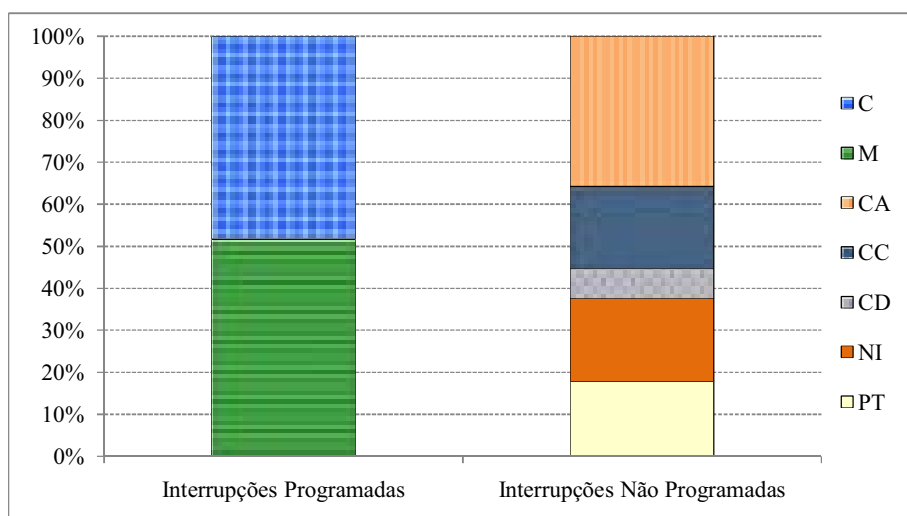


Figura 3.3 – Interrupções detalhadas conforme subcategorias.

A análise comparativa entre o desempenho das redes secundárias convencionais e compactas foi realizada a partir do número de interrupções, da duração dessas interrupções e da queda de tensão nas redes.

3.4.1 Número de interrupções

Os gráficos ilustrados nas Figuras de 3.4 a 3.10 apresentam, para os sete circuitos selecionados, o número de interrupções ocorrido em dois intervalos de tempo equivalentes. O 1º intervalo de tempo representa os trimestres analisados em que a rede era convencional, e o 2º, os trimestres depois que a rede mudou para compacta. No eixo das abscissas estão os períodos em trimestre durante o intervalo de tempo, simbolizados por IT.

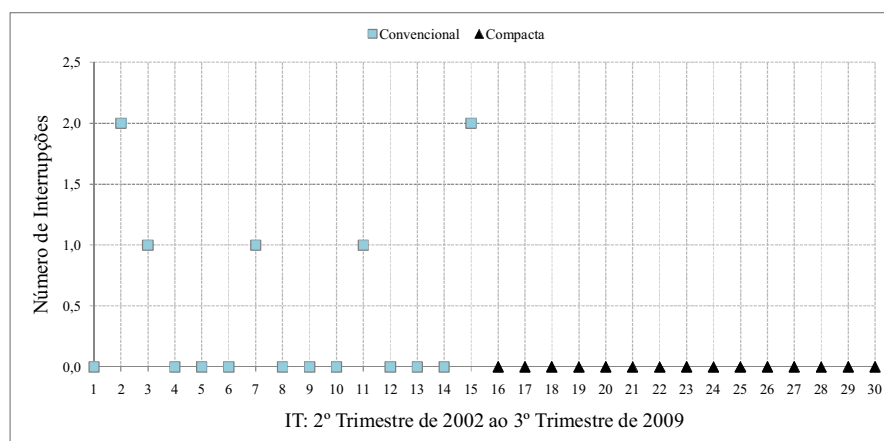


Figura 3.4 – Número de interrupções por trimestre, C1.

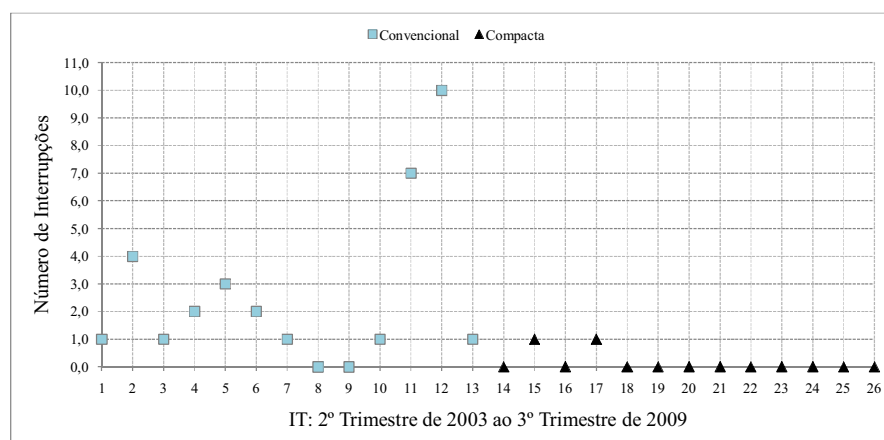


Figura 3.5 – Número de interrupções por trimestre, C2.

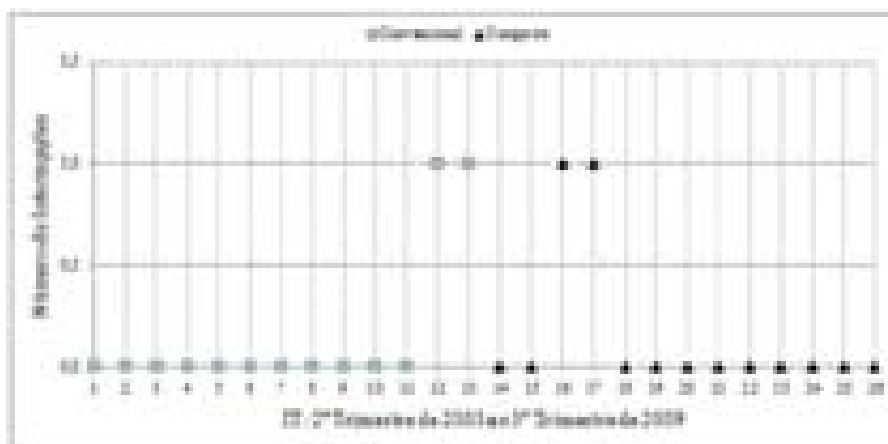


Figura 3.9 – Número de interrupções por trimestre, C6.

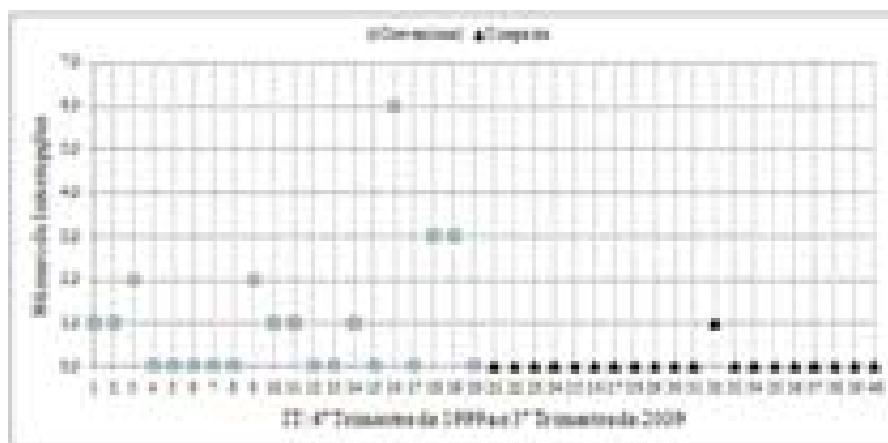


Figura 3.10 – Número de interrupções por trimestre, C7.

Pelos gráficos observa-se que, no intervalo de tempo de análise em que a rede secundária era convencional, as interrupções têm maior frequência no 1º e no 4º trimestre de cada ano (período chuvoso no Estado de Goiás) e no trimestre de transição dessa rede para compacta, em virtude das interrupções programadas para execução dos serviços de mudança da rede.

No intervalo de tempo de análise em que a rede mudou para compacta, verifica-se a redução brusca do número de interrupções, comprovando o bom desempenho da rede compacta.

3.4.2 Duração das interrupções

Os gráficos ilustrados nas Figuras de 3.11 a 3.17 apresentam, para os sete circuitos selecionados, a duração das interrupções ocorridas nos dois intervalos de tempo equivalentes. Como nas análises anteriores, o 1º intervalo de tempo representa os trimestres analisados em que a rede era convencional, e o 2º, os trimestres depois que a rede mudou para compacta.

A análise de duração das interrupções é importante para verificar se em alguma interrupção ocorrida teve como origem algum defeito que dificultasse a sua localização ou que necessitasse de maior tempo para a execução dos serviços de reparo.

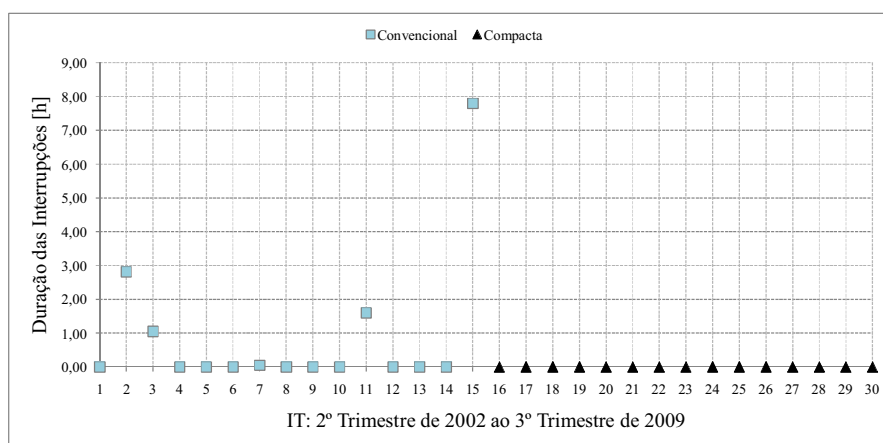


Figura 3.11 – Duração das interrupções por trimestre, C1.

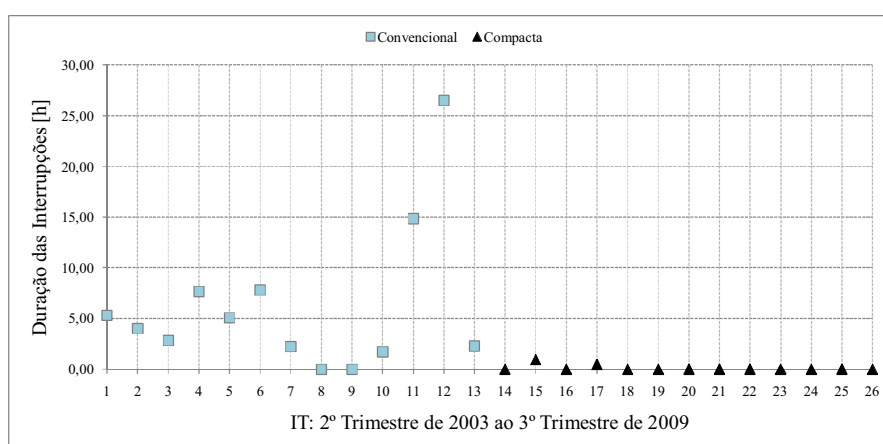


Figura 3.12 – Duração das interrupções por trimestre, C2.

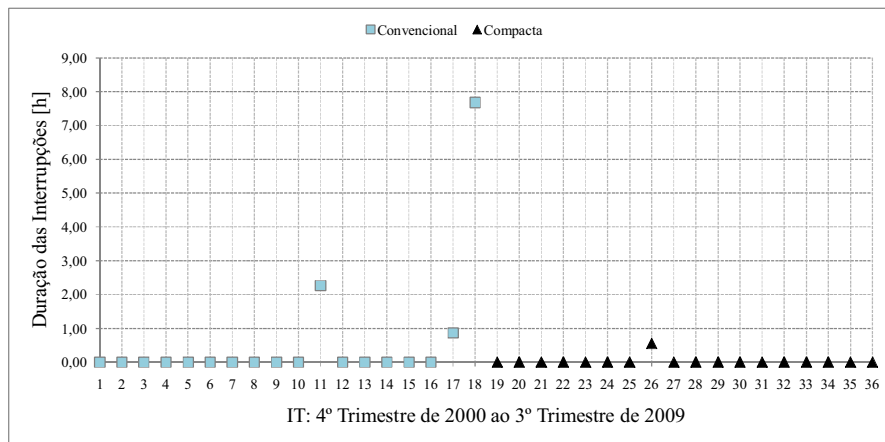


Figura 3.13 – Duração das interrupções por trimestre, C3.

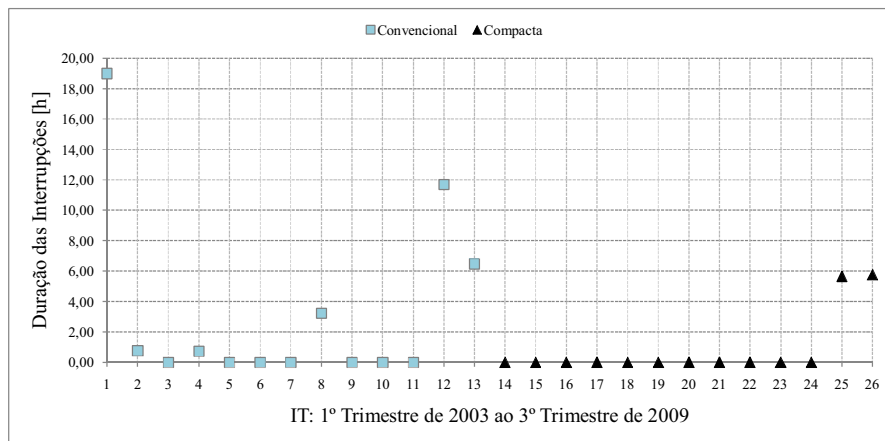


Figura 3.14 – Duração das interrupções por trimestre, C4.

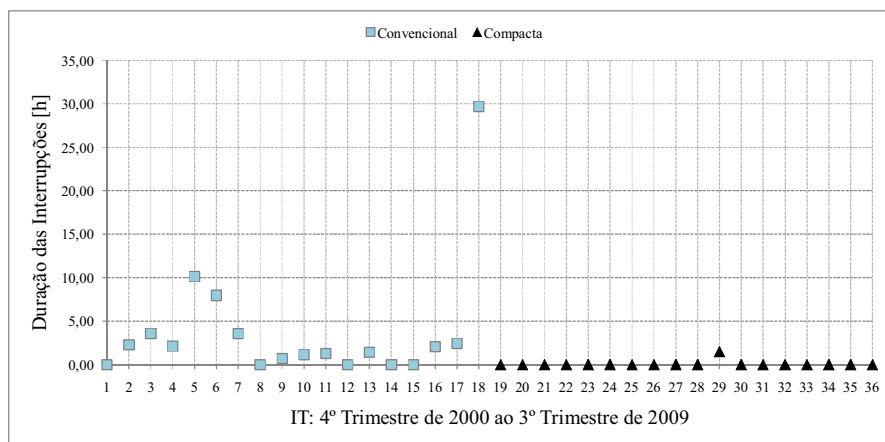


Figura 3.15 – Duração das interrupções por trimestre, C5.

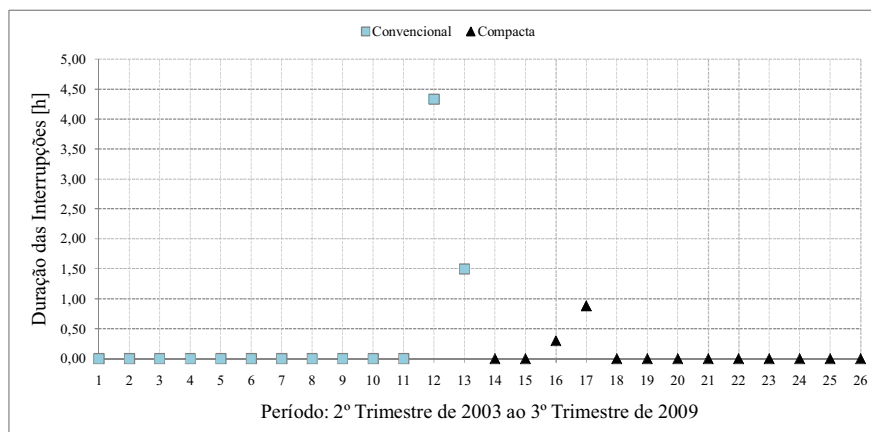


Figura 3.16 – Duração das interrupções por trimestre, C6.

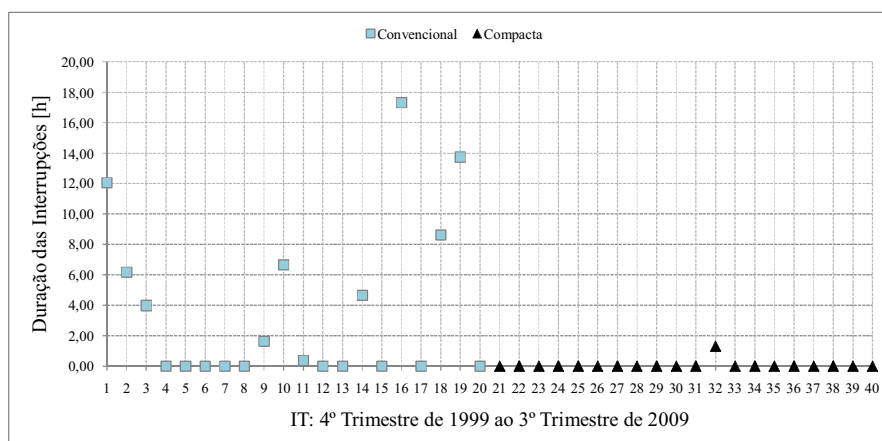


Figura 3.17 – Duração das interrupções por trimestre, C7.

Observando-se os gráficos, foi constatado que no 1º intervalo de tempo analisado, apesar de a rede ser convencional e ter a facilidade de localização das falhas, em todos os circuitos analisados ocorreram interrupções com duração superior a quatro horas (tempo característico de interrupções programadas). Tais interrupções tiveram, como principais causas, defeitos em transformadores, postes danificados e árvores sobre a rede, também com maior frequência nos períodos chuvosos.

Na ocorrência dessas causas, é necessário o acionamento de turmas “pesadas³”, que estão disponíveis em menor quantidade do que as turmas “leves⁴”. Como nos períodos

³ A turma “pesada” é classificada pela Celg D como equipe-padrão de manutenção e é composta por um motorista, um encarregado e cinco eletricitas, munidos de um caminhão equipado com guincho, ferramentas e equipamentos especificados pela empresa.

⁴ A turma “leve” é classificada pela Celg D como equipe de atendimento de emergência e é composta por dois eletricitas munidos de uma caminhonete equipada com as ferramentas especificadas pela empresa.

chuvosos a demanda de serviços executados pelas turmas “pesadas” é aumentada e geralmente o tempo médio de atendimento dessas turmas é maior do que o das turmas “leves”, tem-se por consequência o aumento da duração das interrupções.

Cabe ressaltar que a duração das interrupções ocorridas no período em que a rede mudou para compacta, em todos os circuitos, foi baixa, o que significa que não ocorreu nenhum defeito de difícil localização ou que necessitasse de maior tempo para a execução dos reparos. Assim, conclui-se que, no intervalo de tempo analisado, a rede secundária compacta esteve operando bem e, nos circuitos selecionados, não ocorreu nenhum defeito que comprometesse a isolação dos condutores.

3.4.3 Queda de tensão

A queda de tensão foi analisada de forma comparativa entre a rede convencional e a compacta para os sete circuitos selecionados, realizando-se os cálculos para os dois tipos de rede, conforme as Equações 1.1 e 1.2.

Para isso, mapearam-se os circuitos selecionados, por meio de inspeção visual poste a poste, a olho nu, com o auxílio de binóculo e de trena métrica. Durante a inspeção, levantaram-se as seguintes informações:

- a) traçado das redes com indicação do circuito elétrico;
- b) localização geométrica dos transformadores e postes, identificação pelo número de patrimônio;
- c) tipo de estruturas, postes e transformador;
- d) bitola e tipo de condutor; e
- e) cargas alimentadas (ramais de serviço conectados por poste e por fase).

No cálculo da queda de tensão de cada circuito, considerou-se para o valor da demanda total o valor da potência aparente determinado através de medições, conforme exposto no Capítulo 4. A demanda por fase foi obtida dividindo-se a demanda total pelos carregamentos individuais nas fases, como apresenta a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Demandas utilizadas para os cálculos de queda de tensão

Circuito	Demanda Total (kVA)	Carregamentos Individuais nas Fases	Demanda por Fase (kVA/fase)
C1	28,43	58	0,49
C2	27,02	55	0,49
C3	54,81	83	0,66
C4	44,50	75	0,59
C5	107,90	153	0,70
C6	71,56	42	1,7
C7	79,73	124	0,64

Para efeito de comparação, a Tabela 3.3 fornece a especificação dos condutores utilizados nas redes secundárias convencionais e nas compactas, com suas respectivas seções nominais e seus coeficientes de queda de tensão unitária, de acordo com os padrões da Celg D (12) (31).

Tabela 3.3 – Características dos condutores empregados nas redes secundárias

Condutores			
Características	Rede Convencional	↔	Rede Compacta
		3#2(2) CA	↔
Seção Nominal	Fases = 33,63mm ² Neutro = 33,63mm ²	↔	Fases = 35,00mm ² Neutro = 50,00mm ²
Coefficiente de Queda de Tensão	0,0703	↔	0,0735
Condutores			
Características	3#1/0(2) CA	↔	3x1x70+50
		Fases = 53,51mm ² Neutro = 33,63mm ²	↔
Seção Nominal	Fases = 53,51mm ² Neutro = 33,63mm ²	↔	Fases = 70,00mm ² Neutro = 50,00mm ²
Coefficiente de Queda de Tensão	0,0473	↔	0,0391
Condutores			
Características	3#1/0(2) CA	↔	3x1x95+70
		Fases = 53,51mm ² Neutro = 33,63mm ²	↔
Seção Nominal	Fases = 53,51mm ² Neutro = 33,63mm ²	↔	Fases = 95,00mm ² Neutro = 70,00mm ²
Coefficiente de Queda de Tensão	0,0473	↔	0,0293

Cabe ressaltar que os coeficientes de queda de tensão dos condutores empregados na rede secundária convencional e na compacta foram obtidos considerando-se temperaturas respectivamente iguais a 50°C e 90°C (13) (32).

A partir desses dados calculou-se a queda de tensão nos sete circuitos, como apresentado no apêndice C, constatando-se uma redução da queda de tensão nas redes

secundárias, quando mudadas para compactas. Os gráficos ilustrados nas Figuras de 3.18 a 3.24 apresentam a queda de tensão nos trechos dos sete circuitos.

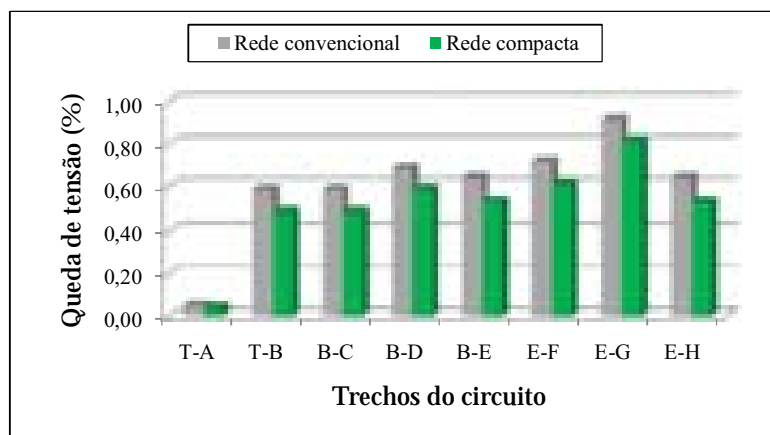


Figura 3.18 – Queda de tensão por trecho, C1.

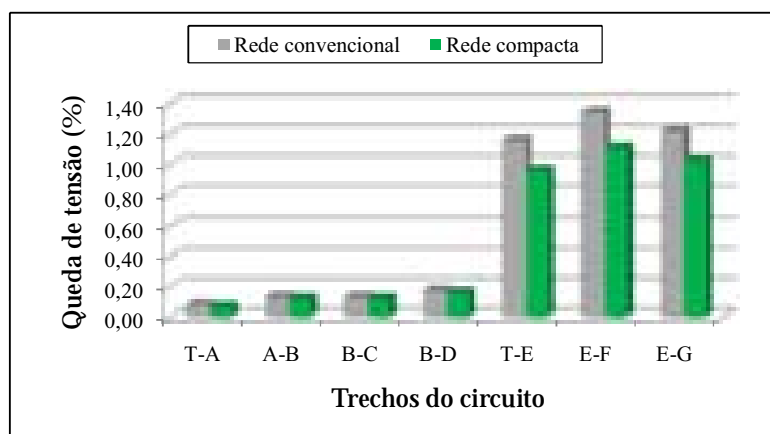


Figura 3.19 – Queda de tensão por trecho, C2.

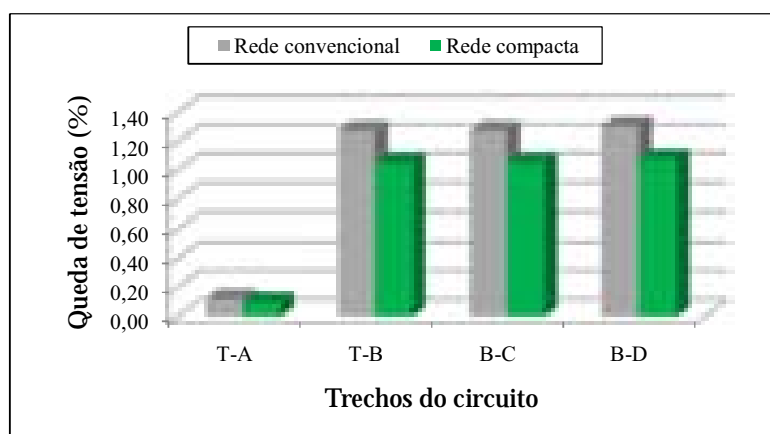


Figura 3.20 – Queda de tensão por trecho, C3.

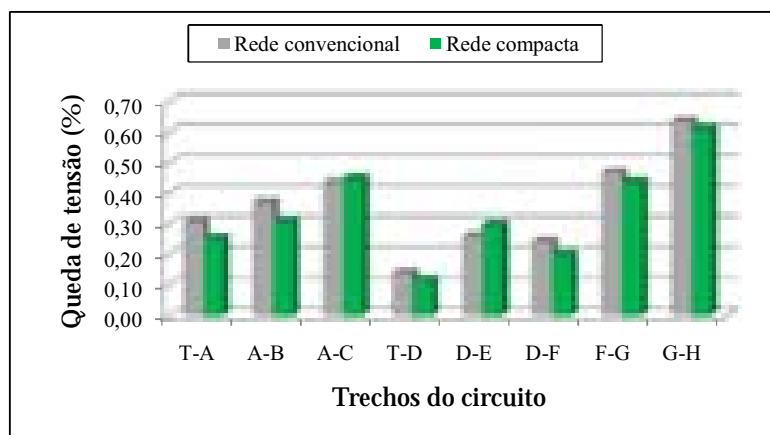


Figura 3.21 – Queda de tensão por trecho, C4.

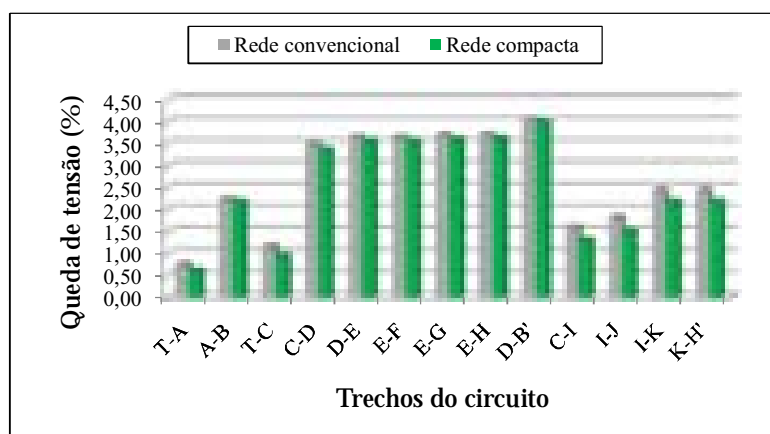


Figura 3.22 – Queda de tensão por trecho, C5.

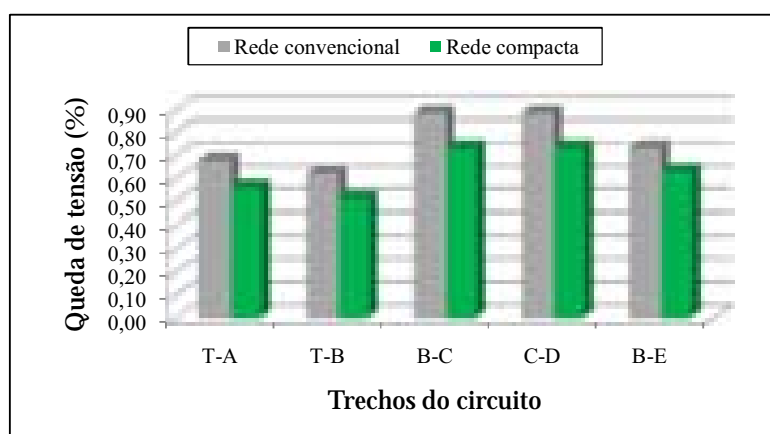


Figura 3.23 – Queda de tensão por trecho, C6.

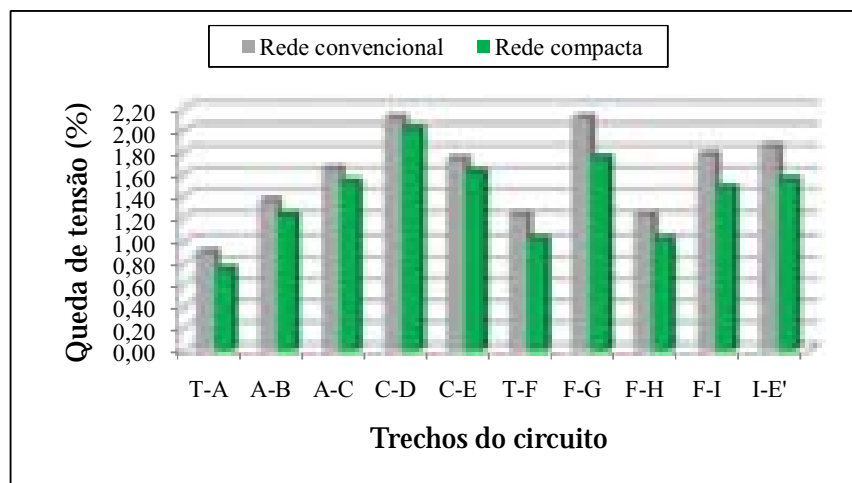


Figura 3.24 – Queda de tensão por trecho, C7.

Observando-se os gráficos, foi constatado que os condutores empregados na rede secundária compacta propiciam menor queda de tensão na rede e, por consequência, redução de suas perdas técnicas.

A Tabela 3.4 apresenta a variação percentual da redução da queda de tensão na rede compacta em comparação à rede convencional para os sete circuitos, tomando como referência a queda de tensão na rede convencional.

Tabela 3.4 – Variação da redução da queda de tensão na rede compacta

Circuitos Analisados	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Variação da Redução da Queda de Tensão (%)	10,86 a 17,34	6,34 a 17,34	17,34	1,73	1,83 a 17,34	14,00 a 17,34	4,82 A 17,34

Capítulo 4

Viabilidade econômica das redes de distribuição secundárias

Este capítulo apresenta uma análise de viabilidade econômica das redes de distribuição secundárias compactas no sistema de distribuição da CELG D, Município de Goiânia.

Essa análise foi realizada para os sete circuitos escolhidos na análise de viabilidade técnica, pois em todos esses circuitos a rede secundária, antes de se tornar compacta, foi convencional.

Foram feitas análises de algumas grandezas elétricas e também dos serviços de manutenção necessários para as redes de distribuição secundárias. As grandezas elétricas estão relacionadas com a energia que a concessionária deixou de distribuir para os seus consumidores em virtude do número de interrupções que ocorrem no sistema.

O estudo seguiu as seguintes etapas:

- a) medições de grandezas elétricas nos circuitos escolhidos;
- b) cálculo da energia não distribuída;
- c) investimentos iniciais;
- d) dimensionamento das manutenções requeridas pelos tipos de rede;
- e) aplicação dos métodos de análise econômica e análise dos resultados obtidos.

4.1 Medições de grandezas elétricas

Para o estudo das grandezas elétricas dos circuitos propostos e analisados, realizaram-se medições nos referidos transformadores, com o objetivo de ser conhecido o comportamento das potências (ativa, reativa e aparente) e dos fatores de potência. Isso possibilitou visualizar de forma verdadeira o carregamento de cada transformador, permitindo, a partir da demanda de potência, avaliar a energia distribuída em cada situação e assim proceder aos cálculos necessários para a estimativa da viabilidade econômica.

Na realização das medições foram utilizados medidores MARH-VI, da RMS Sistemas Eletrônicos, cujas características são apresentadas no apêndice D.

As medições foram efetuadas durante o período de aproximadamente uma semana, sete dias corridos, entre os meses de novembro e dezembro, no ano de 2007. Realizaram-se medições de um em um minuto, em cada um dos transformadores, mostrando os valores instantâneos das grandezas elétricas. Com ajuda do **software** RMS ANAWIN foi possível organizar esses dados em uma planilha e, assim, analisá-los.

De posse desses dados, avaliaram-se os valores medidos das potências e do fator de potência em intervalos de quinze minutos, optando-se pelos piores casos, os picos de potência aparente e, também, as potências ativas, reativas e fator de potência, relativos a esses picos. A cada quinze medições feitas de minuto em minuto, observaram-se os maiores valores dessas potências. Esses valores possibilitaram elaborar gráficos diários dessas grandezas.

Os referidos gráficos proporcionaram uma análise dos comportamentos das potências, de modo a se obter uma demanda de potência mais próxima do real em cada transformador.

4.1.1 Gráficos das grandezas elétricas

De modo a exemplificar melhor as grandezas elétricas medidas e por se tratar de um assunto de fundamental importância para a realização das análises de viabilidade técnica e econômica, elaboraram-se dois gráficos para cada transformador selecionado.

O primeiro apresenta as potências aparente, ativa e reativa em função do tempo. O segundo, o fator de potência em função do tempo. O período de análise foi subdividido em dias, para possibilitar observar de forma mais clara e precisa o comportamento das demandas de potências e do fator de potência.

Como exposto anteriormente, foram analisados sete circuitos, porém com o propósito de exemplificar estão exibidos neste trabalho somente os gráficos referentes ao circuito C2, pois se constatou que este era predominantemente residencial e também porque o carregamento apresentou pequenas variações no decorrer da semana.

O referido circuito é suprido por um transformador de distribuição, cuja potência nominal é de 45 kVA, instalado ao tempo em poste de concreto circular. O início das medições foi na sexta-feira, dia 30 de novembro de 2007, e seu final na quarta-feira, dia 5 de dezembro de 2007. Os gráficos das potências e do fator de potência seguem nas Figuras de 4.1 a 4.12.

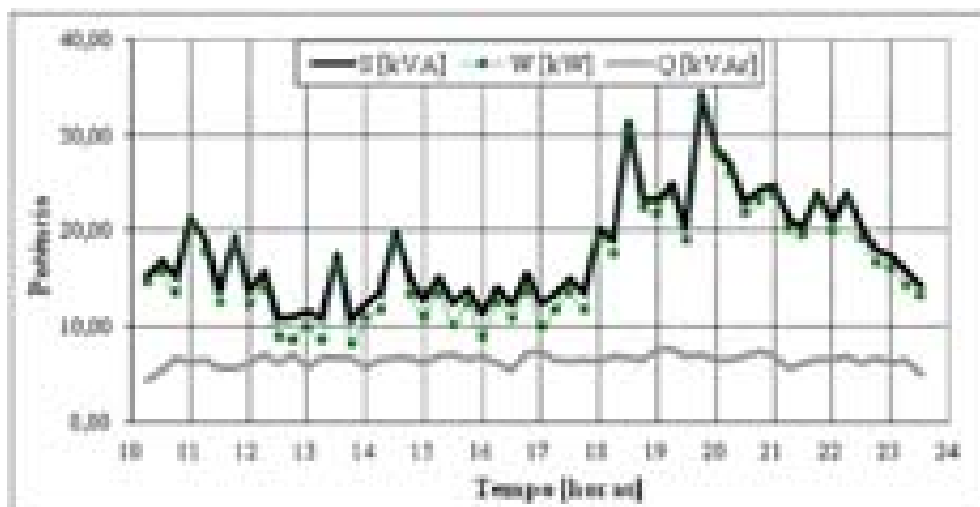


Figura 4.1 – Potências ativa, reativa e aparente, sexta-feira, 30 de novembro de 2007.

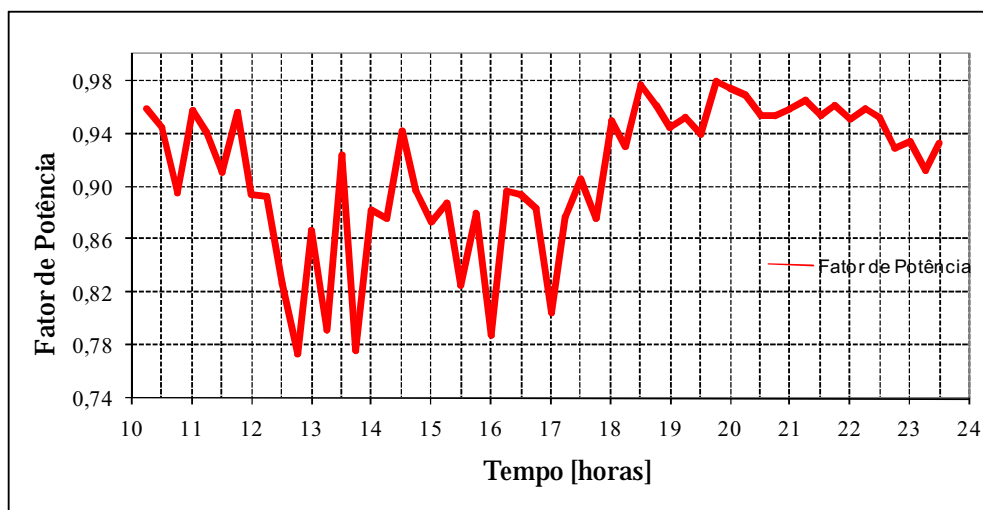


Figura 4.2 – Fator de potência, sexta-feira, 30 de novembro de 2007.

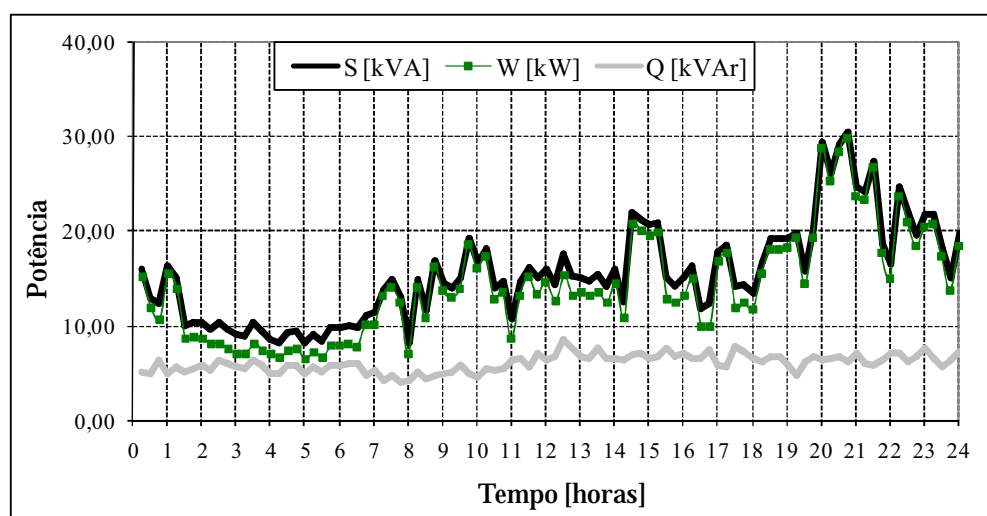


Figura 4.3 – Potências ativa, reativa e aparente, sábado, 1º de dezembro de 2007.

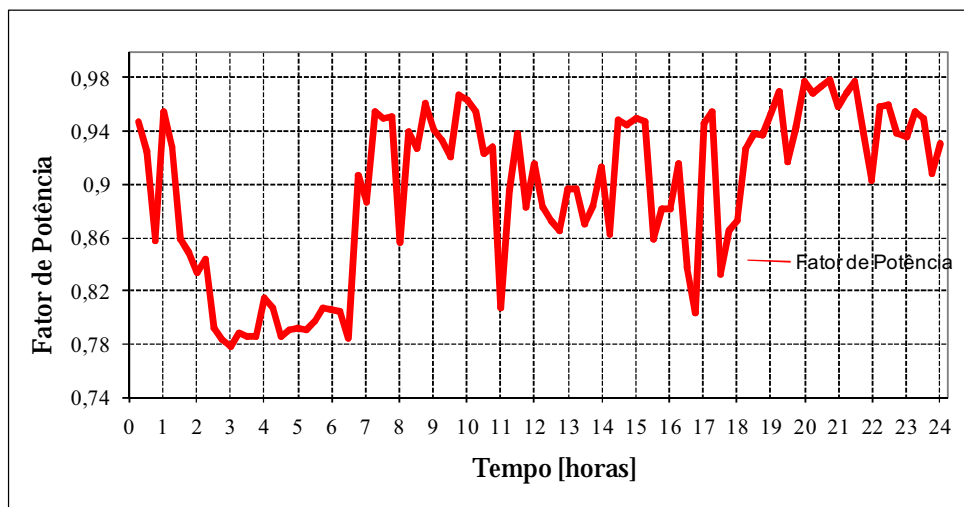


Figura 4.4 – Fator de potência, sábado, 1º de dezembro de 2007.

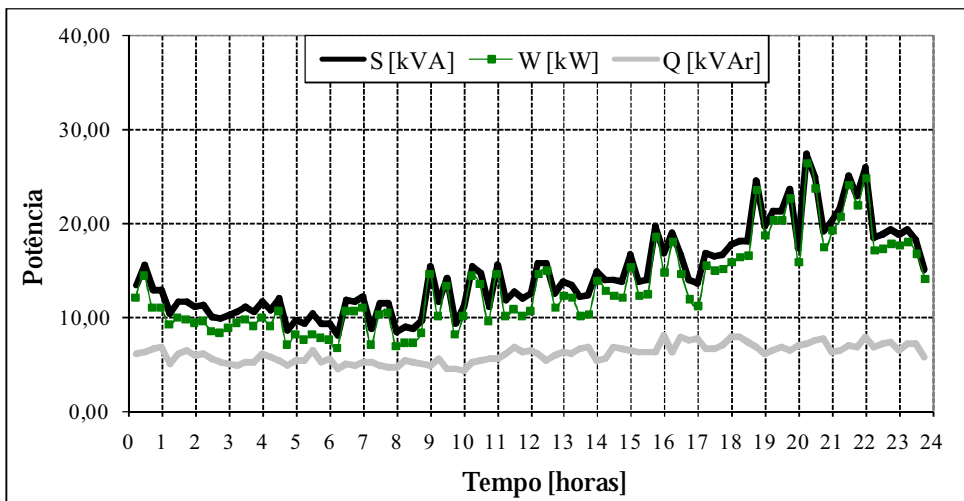


Figura 4.5 – Potências ativa, reativa e aparente, domingo, 2 de dezembro de 2007.

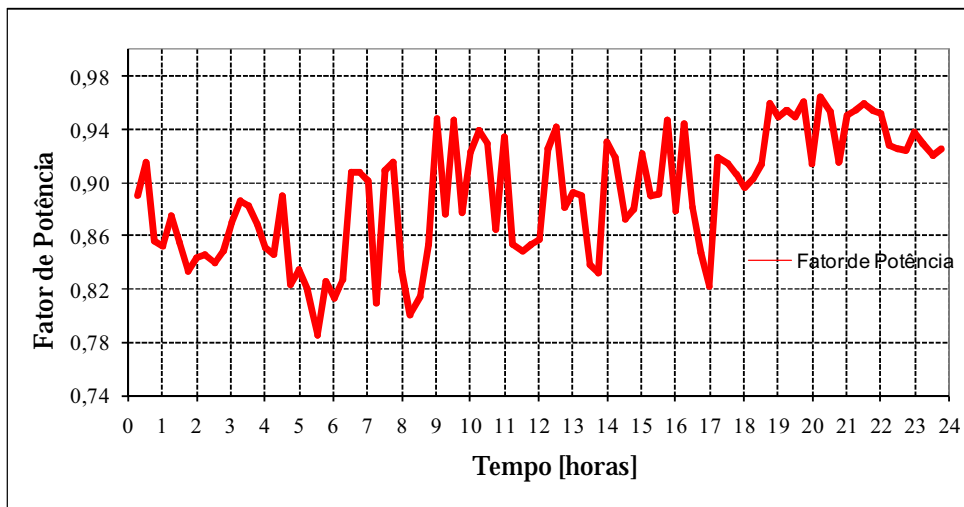


Figura 4.6 – Fator de potência, domingo, 2 de dezembro de 2007.

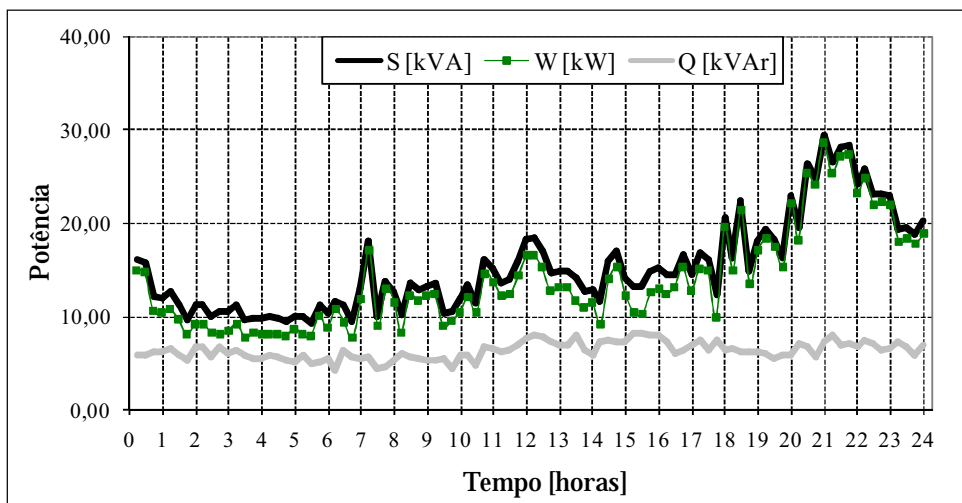


Figura 4.7 – Potências ativa, reativa e aparente, segunda-feira, 3 dezembro de 2007.

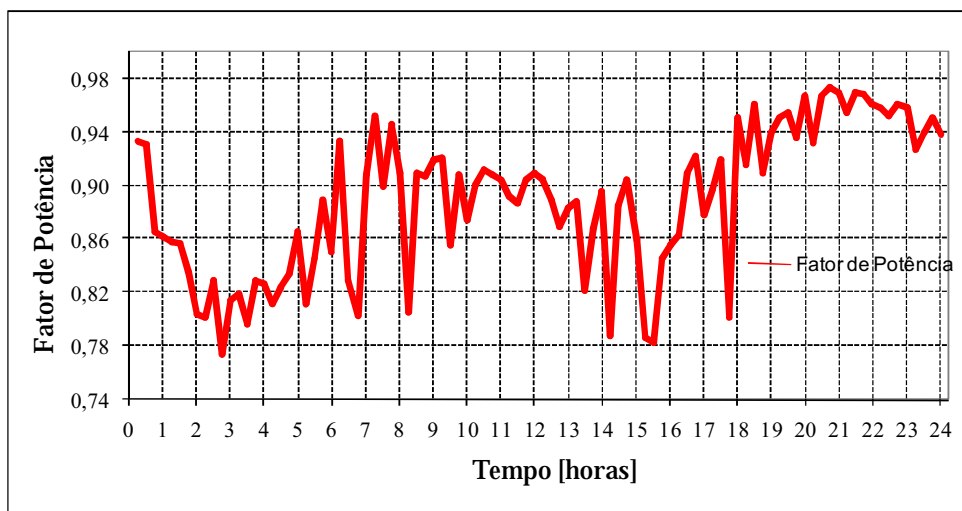


Figura 4.8 – Fator de potência, segunda-feira, 3 dezembro de 2007.

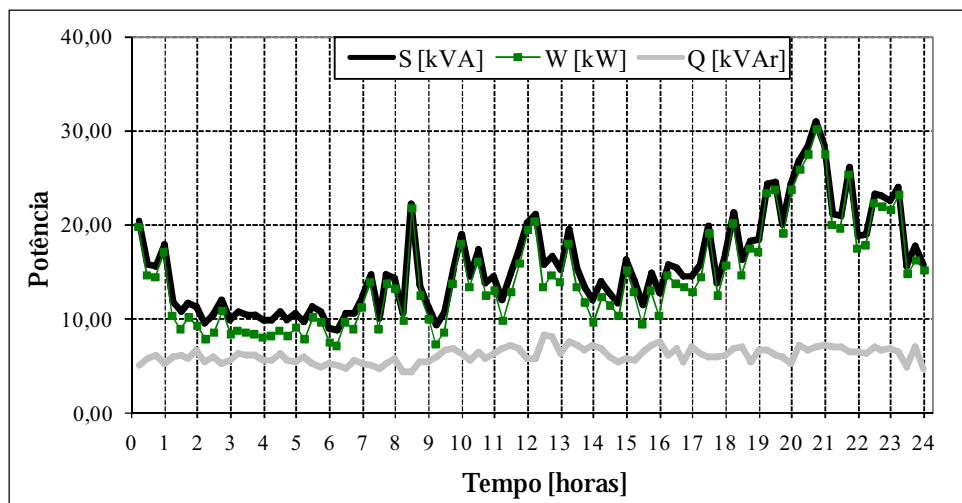


Figura 4.9 – Potências ativa, reativa e aparente, terça-feira, 4 dezembro de 2007.

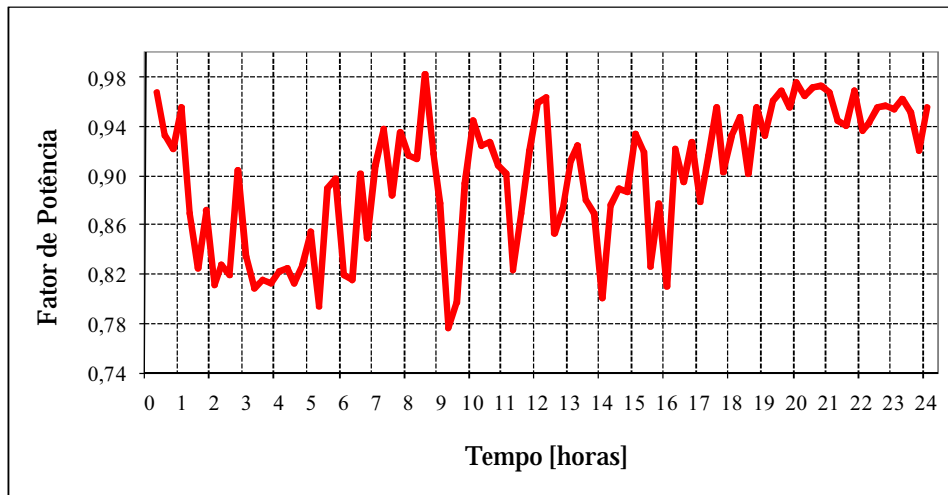


Figura 4.10 – Fator de potência, terça-feira, 4 dezembro de 2007.

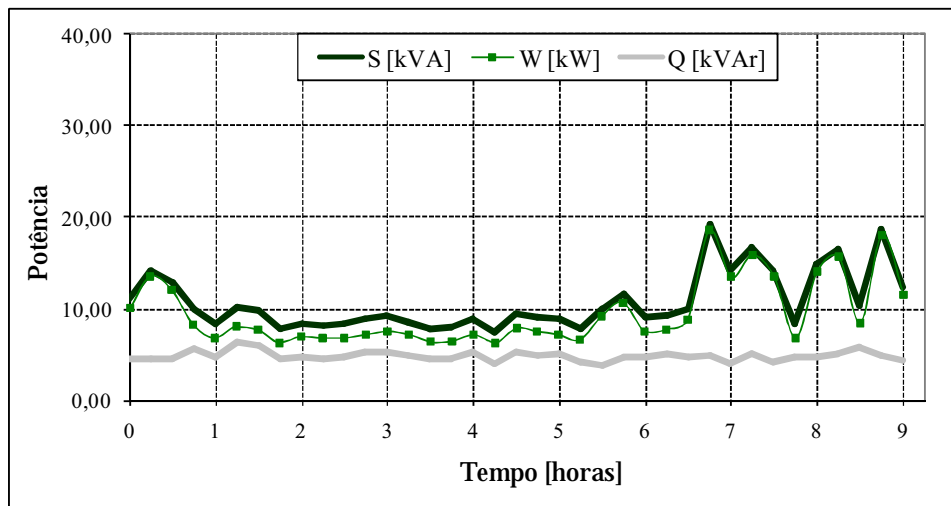


Figura 4.11 – Potências ativa, reativa e aparente, quarta-feira, 5 dezembro de 2007.

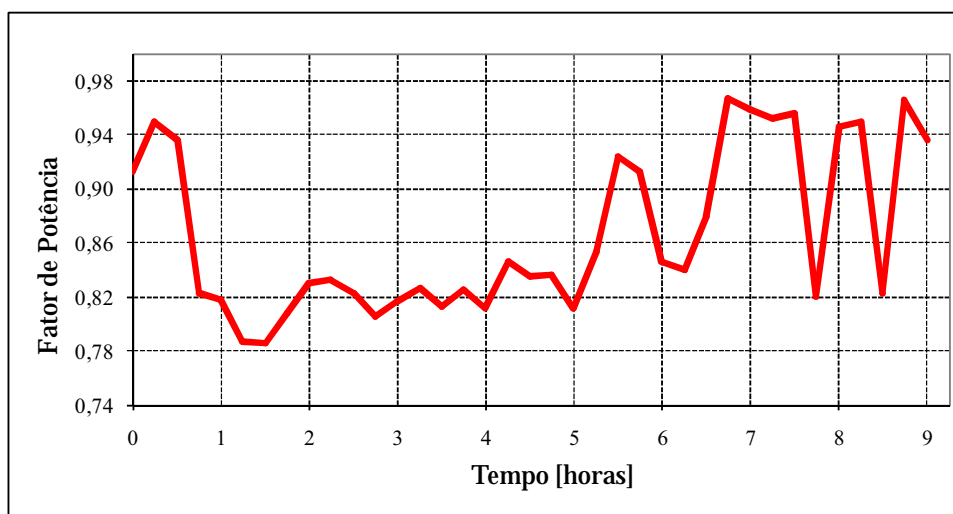


Figura 4.12 – Fator de potência, quarta-feira, 5 de dezembro de 2007.

Nas Figuras de 4.1 a 4.12 verificou-se que a demanda e o fator de potência de um transformador são grandezas muito susceptíveis a variações. Essa inconstância se dá pela variação das cargas que se alteram de acordo com a hora do dia e com o dia da semana.

4.1.2 Carregamento dos circuitos analisados

A seguir são apresentados os resultados dos estudos feitos do carregamento do circuito C2, observando-se, por meio das medições, as potências aparentes, ativas, reativas e o fator de potência.

Para se obter os resultados apresentados, escolheu-se o dia da semana em que ocorreu o maior pico da potência aparente, bem como as duas medições imediatamente anteriores e posteriores a este pico. Fez-se uma média desses valores e, juntamente com as potências escolhidas, associaram-se os fatores de potência nos mesmos horários, pois estes são parâmetros vinculados às potências.

A Tabela 4.1 ilustra os resultados obtidos com os valores de pico das potências aparentes, os dois valores imediatamente acima e abaixo medidos, juntamente com o valor médio calculado para as potências ativa, reativa e aparente, e para os fatores de potência relacionados ao circuito C2.

Tabela 4.1 - Carregamento do circuito C2

Circuito C2 – Potência Nominal: 45 kVA					
Horas	Dia	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAr)	Fator de Potência
19:29	Sexta feira	24,881	23,690	7,607	0,952
19:45	Sexta feira	20,178	18,938	6,967	0,939
20:02	Sexta feira	34,335	33,610	7,019	0,979
20:25	Sexta feira	28,876	28,127	6,535	0,974
20:26	Sexta feira	26,850	26,029	6,589	0,969
MÉDIA		27,024	26,078	6,943	0,9626

Na Tabela 4.2 é apresentado o carregamento dos sete circuitos analisados, utilizando-se a mesma metodologia para os cálculos da Tabela 4.1.

Tabela 4.2 – Carregamento dos circuitos analisados

Circuito	Potência Ativa (kW)	Potência Aparente (kVA)	Potência Reativa (kVAr)	Fator de Potência
C1	27,793	28,429	5,835	0,975
C2	26,078	27,024	6,943	0,963
C3	51,426	54,813	18,830	0,940
C4	40,307	44,498	18,703	0,903
C5	103,873	107,895	29,158	0,963
C6	69,634	71,555	16,200	0,972
C7	77,940	79,734	16,736	0,977

4.2 Energia não distribuída

A energia não distribuída é aquela que a concessionária deixou de fornecer para os seus consumidores. Ela é obtida por meio do produto entre a demanda de potência ativa, em watts, que o transformador fornece ao circuito, pela duração das interrupções em horas. Sendo assim, o custo de energia não distribuída pode ser expresso pela Equação 4.1:

$$\text{End} = P \times \Delta t \times T \quad (4.1)$$

em que:

End: energia não distribuída (R\$);

P: potência ativa (kW);

t tempo de duração das interrupções (h);

T: tarifa usada pela concessionária (R\$/kWh).

4.2.1 Cálculo da energia não distribuída

Como a demanda de potência de cada circuito varia no decorrer do dia, calculou-se a energia não distribuída considerando-se os valores médios de potência ativa em horários de ponta e em horários fora de ponta.

As potências ativas medidas em cada circuito tanto no horário de ponta (das 18h00min às 21h00min) como no horário fora de ponta (das 21h01min às 17h59min) encontram-se na Tabela 4.3, as quais foram utilizadas para o cálculo da energia não distribuída.

Tabela 4.3 – Média das potências ativas nos horários de ponta e fora de ponta

Circuito	Média da Potência Ativa (kW)	
	Horário de Ponta	Horário Fora de Ponta
C1	27,113	15,684
C2	22,981	12,181
C3	45,268	22,626
C4	43,676	18,628
C5	84,020	32,899
C6	60,459	31,036
C7	63,538	35,330

Utilizando-se os valores de potência ativa apresentados na Tabela 4.3, a duração das interrupções ocorridas por trimestre e o valor de 0,29353 R\$/kWh, calculou-se a energia não distribuída através da Equação 4.1. Cabe ressaltar que esse valor considerado para a tarifa da energia elétrica foi o praticado pela CELG D no dia 4 de novembro de 2009, para consumidores residenciais não enquadrados na modalidade baixa renda.

As Tabelas 4.4 e 4.5 apresentam em reais os valores da energia não distribuída de cada circuito selecionado, em cada trimestre analisado. As Tabelas 4.6 e 4.7 trazem os valores de toda energia não distribuída de cada circuito. Os intervalos de tempo de rede convencional e compacta estão destacados pelas cores verde e cinza, respectivamente.

Tabela 4.4 – Energia não distribuída por trimestre, horário de ponta

Ano	Trim.	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
1999	1º							
	2º							
	3º							
	4º							0,00
2000	1º							225,11
	2º							115,26
	3º							74,23
	4º							0,00
2001	1º							0,00
	2º			0,00		56,23		0,00
	3º			0,00		89,28		0,00
	4º	0,00		0,00		52,53		0,00
2002	1º	0,00		0,00		249,83		30,40
	2º	0,00		0,00		196,56		124,40
	3º	22,44		0,00		88,04		7,09
	4º	8,36		0,00		0,00		0,00
2003	1º	0,00		0,00		17,76		0,00
	2º	0,00		30,16	0,00	29,10		86,72
	3º	0,00	35,75	0,00	243,33	31,57	0,00	323,03
	4º	0,00	27,12	0,00	9,87	0,00	0,00	0,00

Tabela 4.4 – Continuação: Energia não distribuída por trimestre, horário de ponta

Ano	Trim.	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
2004	1º	0,40	19,09	0,00	0,00	35,27	0,00	160,77
	2º	0,00	51,74	0,00	9,36	0,00	0,00	256,44
	3º	0,00	34,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	52,61	11,56	0,00	51,05	0,00	0,00
2005	1º	12,73	14,98	102,05	0,00	60,92	0,00	0,00
	2º	0,00	0,00	0,00	41,41	732,47	0,00	0,00
	3º	0,00	0,00	0,00	150,00	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	11,60	0,00	83,07	0,00	0,00	0,00
2006	1º	62,08	100,17	0,00	0,00	0,00	76,84	0,00
	2º	0,00	178,76	0,00	0,00	0,00	26,62	0,00
	3º	0,00	15,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	1º	0,00	6,41	7,31	0,00	0,00	5,32	0,00
	2º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,62	0,00
	3º	0,00	3,17	0,00	0,00	0,00	0,00	24,62
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	36,99	0,00	0,00
2008	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	0,00	0,00				0,00	0,00
	3º	0,00						0,00
	4º							
Total		106,01	551,04	151,08	537,04	1727,60	124,40	1428,06

Tabela 4.5 – Energia não distribuída por trimestre, horário fora de ponta

Ano	Trim.	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
1999	1º							
	2º							
	3º							
	4º							0,00
2000	1º							125,17
	2º							64,09
	3º							41,27
	4º							0,00
2001	1º							0,00
	2º			0,00		22,02		0,00
	3º			0,00		34,96		0,00
	4º	0,00		0,00		20,57		0,00
2002	1º	0,00		0,00		97,82		16,90
	2º	0,00		0,00		76,96		69,17
	3º	12,98		0,00		34,47		3,94
	4º	4,83		0,00		0,00		0,00

Tabela 4.5 – Continuação: Energia não distribuída por trimestre, horário fora de ponta

Ano	Trim.	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
2003	1º	0,00		0,00		6,95		0,00
	2º	0,00		15,08	0,00	11,39		48,22
	3º	0,00	18,95	0,00	103,78	12,36	0,00	179,62
	4º	0,00	14,37	0,00	4,21	0,00	0,00	0,00
2004	1º	0,23	10,12	0,00	0,00	13,81	0,00	89,39
	2º	0,00	27,42	0,00	3,99	0,00	0,00	142,59
	3º	0,00	18,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	27,89	5,78	0,00	19,99	0,00	0,00
2005	1º	7,37	7,94	51,01	0,00	23,85	0,00	0,00
	2º	0,00	0,00	0,00	17,66	286,81	0,00	0,00
	3º	0,00	0,00	0,00	63,98	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	6,15	0,00	35,43	0,00	0,00	0,00
2006	1º	35,91	53,10	0,00	0,00	0,00	39,45	0,00
	2º	0,00	94,75	0,00	0,00	0,00	13,66	0,00
	3º	0,00	8,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	1º	0,00	3,40	3,65	0,00	0,00	2,73	0,00
	2º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,02	0,00
	3º	0,00	1,68	0,00	0,00	0,00	0,00	13,69
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	14,49	0,00	0,00
2008	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	0,00	0,00				0,00	0,00
	3º	0,00						0,00
	4º							
Total		61,32	292,08	75,51	229,05	676,46	63,86	794,06

Tabela 4.6 – Energia não distribuída em cada circuito, horário de ponta

Circuito	Potência Ativa (kW)	Duração das Interrupções (h)	Energia Não Distribuída Total	
			kWh	Reais
C1	27,113	13,32	361,145	106,01
C2	22,981	81,69	1.877,32	551,04
C3	45,268	11,37	514,70	151,08
C4	43,676	41,89	1.829,588	537,04
C5	84,020	70,05	5.885,601	1.727,60
C6	60,459	7,01	423,818	124,40
C7	63,538	76,57	4.865,105	1.428,05

Tabela 4.7 – Energia não distribuída em cada circuito, horário fora de ponta

Circuito	Potência Ativa (kW)	Duração das Interrupções (h)	Energia Não Distribuída Total	
			kWh	Reais
C1	15,684	13,32	208,911	61,32
C2	12,181	81,69	995,066	292,08
C3	22,626	11,37	257,258	75,51
C4	18,628	41,89	780,327	229,05
C5	32,899	70,05	2.304,575	676,46
C6	31,036	7,01	217,562	63,86
C7	35,330	76,57	2.705,218	794,06

4.3 Investimentos iniciais

O investimento inicial (Ii) é o valor a ser investido para substituir uma rede de distribuição secundária convencional já existente, por uma compacta, sendo que em todos os circuitos escolhidos houve a alteração da rede convencional para a compacta.

Como no Capítulo 2, obtiveram-se os custos de implantação das redes secundárias, e durante a realização das inspeções de cada circuito foi obtida a extensão de suas redes. Calculou-se, então, o investimento inicial para fazer a mudança para rede compacta nos sete circuitos selecionados. A Tabela 4.8 apresenta os valores do investimento inicial em reais para esses circuitos.

Tabela 4.8 – Investimentos iniciais para cada circuito estudado

Circuito	Extensão (Metros)	Investimento Inicial (Mudança da Rede)
C1	308	R\$ 4.958,80
C2	414	R\$ 6.665,40
C3	231	R\$ 3.719,10
C4	281	R\$ 4.524,10
C5	763	R\$ 12.284,30
C6	228	R\$ 3.670,80
C7	812	R\$ 13.073,20

4.4 Manutenções

A metodologia utilizada para avaliar o custo de manutenção preventiva nos circuitos selecionados foi a de estimar os investimentos necessários para a execução das atividades de manutenção abordadas no Capítulo 2, para que os índices de continuidade atendam aos padrões estabelecidos pela legislação vigente.

Nas Tabelas 4.9 e 4.10 são apresentadas as atividades básicas de manutenção preventiva relativas aos circuitos em análise, considerando-se as redes tanto convencionais como compactas.

Tabela 4.9 – Atividades básicas de manutenção para os circuitos de redes convencionais

Descrição do Serviço	Frequência	Quantidade de Atividades para Cada Circuito de Rede Convencional						
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Espaçador para cabos	0,5/ano	8	13	11	12	27	9	26
Flyngtap	0,5/ano	2	0	0	0	1	0	1
Inspeção/Manutenção em estrutura	0,5/ano	11	14	12	16	27	10	27
Poda de árvore e transporte de galhos	2/ano	0	13	2	5	2	2	36
Retensionamento de condutor	0,5/ano	32	52	44	48	108	36	104

Tabela 4.10 – Atividades básicas de manutenção para os circuitos de redes compactas

Descrição do Serviço	Frequência	Quantidade de Atividades para Cada Circuito de Rede Compacta						
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Inspeção/Manutenção em estrutura	0,5/ano	11	14	12	16	27	10	27
Poda de árvore e transporte de galhos	0,5/ano	0	13	2	5	2	2	36

Como a arborização em Goiás é muito intensa e com foco no objetivo de evitar podas severas, torna-se essencial realizar duas podas anuais em uma árvore ao longo da rede convencional. Tratando-se da rede compacta, pode ser considerada uma única poda a cada dois anos, para evitar que a árvore não danifique a isolação dos condutores.

Como os custos dessas atividades estão relacionados basicamente com o custo da mão de obra, pode-se, para cada circuito selecionado, compor o custo total em função da quantidade total de US advinda das manutenções que devem ser realizadas.

A Tabela 4.11 apresenta os custos da manutenção preventiva por trimestre para os circuitos estudados, sendo que, na obtenção desses, foi considerado o mesmo valor unitário da US que na composição dos custos de implantação – R\$ 19,63 por US. Os intervalos de tempo de rede convencional e compacta estão destacados pelas cores verde e cinza, respectivamente.

Tabela 4.11 – Manutenção preventiva por trimestre

Ano	Trim.	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
1999	1º							
	2º							
	3º							
	4º							0,00
2000	1º							0,00
	2º							1381,55
	3º							2072,33
	4º							0,00
2001	1º							0,00
	2º			379,56		870,71		1381,55
	3º			569,35		1306,06		2072,33
	4º	0,00		0,00		0,00		0,00
2002	1º	0,00		0,00		0,00		0,00
	2º	279,06		379,56		870,71		1381,55
	3º	418,59		569,35		1306,06		2072,33
	4º	0,00		0,00		0,00		0,00
2003	1º	0,00		0,00		0,00		0,00
	2º	279,06		379,56	481,17	870,71		1381,55
	3º	418,59	921,27	569,35	721,75	1306,06	476,54	2072,33
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2004	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	279,06	614,18	379,56	481,17	870,71	317,69	1381,55
	3º	418,59	921,27	569,35	721,75	1306,06	476,54	2072,33
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2005	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	279,06	614,18	125,63	481,17	243,41	317,69	777,35
	3º	418,59	921,27	188,45	721,75	365,12	476,54	1166,02
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2006	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	86,37	614,18	125,63	204,15	243,41	317,69	777,35
	3º	129,56	471,12	188,45	306,23	365,12	164,89	1166,02
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	86,37	314,08	125,63	204,15	243,41	109,93	777,35
	3º	129,56	471,12	188,45	306,23	365,12	164,89	1166,02
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2008	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	86,37	314,08	125,63	204,15	243,41	109,93	777,35
	3º	129,56	471,12	188,45	306,23	365,12	164,89	1166,02
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	86,37	314,08				109,93	777,35
	3º	129,56						1166,02
	4º							
Total		3654,32	6961,95	5051,96	5139,90	11141,20	3207,15	26986,25

A manutenção corretiva foi avaliada em função do número de interrupções ocorridas e do intervalo de tempo necessário para realizar os reparos a fim de ser restabelecido o fornecimento de energia elétrica. Foi contabilizado, para as ocorrências nos circuitos selecionados, o custo das equipes emergenciais, por hora, dimensionadas para restabelecer o fornecimento de energia elétrica. Considerou-se o valor de R\$ 72,32 por hora de disposição da equipe de manutenção (valor obtido junto à CELG D no dia 4 de novembro de 2008).

Os custos com a manutenção corretiva foram calculados a partir das interrupções ocorridas, multiplicando-se o tempo de atendimento da equipe de manutenção pelo valor da hora de serviço. Na Tabela 4.12 constam todos os valores da manutenção corretiva por trimestre para os circuitos analisados, sendo que os intervalos de tempo de rede convencional e compacta estão destacados pelas cores verde e cinza, respectivamente.

Tabela 4.12 – Manutenção corretiva por trimestre

Ano	Trim.	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
1999	1º							
	2º							
	3º							
	4º							0,00
2000	1º							872,90
	2º							446,94
	3º							287,83
	4º							0,00
2001	1º							0,00
	2º			0,00		261,80		0,00
	3º			0,00		154,04		0,00
	4º	0,00		0,00		732,60		0,00
2002	1º	0,00		0,00		576,39		117,88
	2º	0,00		0,00		258,18		482,37
	3º	203,94		0,00		0,00		27,48
	4º	75,94		0,00		52,07		0,00
2003	1º	0,00		0,00		85,34		0,00
	2º	0,00		164,17	0,00	92,57		336,29
	3º	0,00	383,30	0,00	1372,63	0,00	0,00	1252,58
	4º	0,00	290,73	0,00	55,69	103,42	0,00	0,00
2004	1º	3,62	204,67	0,00	0,00	0,00	0,00	623,40
	2º	0,00	554,69	0,00	52,79	0,00	0,00	994,40
	3º	0,00	367,39	0,00	0,00	149,70	0,00	0,00
	4º	0,00	564,10	62,92	0,00	178,63	0,00	0,00
2005	1º	115,71	160,55	555,42	0,00	2147,90	0,00	0,00
	2º	0,00	0,00	0,00	233,59	0,00	0,00	0,00
	3º	564,10	0,00	0,00	846,14	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	124,39	0,00	468,63	0,00	0,00	0,00

Tabela 4.12 – Continuação: Manutenção corretiva por trimestre

Ano	Trim.	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
2006	1º	0,00	1073,95	0,00	0,00	0,00	313,15	0,00
	2º	0,00	1916,48	0,00	0,00	0,00	108,48	0,00
	3º	0,00	164,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	1º	0,00	68,70	39,78	0,00	0,00	21,70	0,00
	2º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	63,64	0,00
	3º	0,00	33,99	0,00	0,00	108,48	0,00	95,46
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2008	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	1º	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2º	0,00	0,00				0,00	0,00
	3º	0,00						0,00
	4º							
Total		963,31	5907,82	822,28	3029,48	4901,13	506,96	5537,54

4.5 Verificação de aspectos econômicos

A metodologia de avaliação econômica difere de acordo com o perfil do investidor e seus objetivos, mas, de forma geral, ela constitui um conjunto de indicadores que permitem a comparação por diferentes critérios.

A análise econômica de sistemas de distribuição de energia elétrica contém basicamente o valor inicial investido e o custo operacional do empreendimento, já que nesses sistemas este custo é na maioria das vezes maior que o investimento (38).

O valor presente líquido e o tempo de retorno do investimento estão entre os principais métodos utilizados na análise de projetos (39).

4.5.1 Períodos de observação

Para realizar o estudo econômico da mudança da rede secundária de convencional para compacta nos sete circuitos selecionados, foi necessário definir os períodos de análise. Isso porque eles diferem entre si, pelo fato de a mudança dos tipos de redes ocorrer em momentos diferentes.

A análise foi feita levando-se em consideração o ano e o trimestre da mudança da rede para compacta e, a partir desse período, considerou-se a mesma quantidade de trimestres

anteriores a essa mudança. Na Tabela 4.13 são detalhados os períodos em questão, identificando cada circuito e o tipo de rede.

Tabela 4.13 – Períodos de observação de cada circuito selecionado

Circuito	N° de Trimestres	Convencional		Compacta	
		Início	Término	Início	Término
C1	16	4° Trim. 2001	3° Trim. 2005	4° Trim. 2005	3° Trim. 2009
C2	12	3° Trim. 2003	2° Trim. 2006	3° Trim. 2006	2° Trim. 2009
C3	16	2° Trim. 2001	1° Trim. 2005	2° Trim. 2005	1° Trim. 2009
C4	12	2° Trim. 2003	1° Trim. 2006	2° Trim. 2006	1° Trim. 2009
C5	16	2° Trim. 2001	1° Trim. 2005	2° Trim. 2005	1° Trim. 2009
C6	12	3° Trim. 2003	2° Trim. 2006	3° Trim. 2006	2° Trim. 2009
C7	20	4° Trim. 1999	3° Trim. 2004	4° Trim. 2004	3° Trim. 2009

4.5.2 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa é uma apreciação das contribuições monetárias ao longo do tempo. Essas contribuições monetárias podem ser divididas em entradas (receitas) e saídas (despesas) de dinheiro (40).

Na maioria das situações é conveniente representar graficamente o fluxo de caixa. Para isso, define-se um diagrama de fluxo de caixa. Este diagrama consiste de um eixo em que se consideram períodos de capitalização e barras ou setas para cima ou para baixo, representando, respectivamente, os fluxos de caixa positivos ou negativos, conforme a convenção adotada (40).

4.5.2.1 Parcela do fluxo de caixa referente à energia não distribuída

A parcela do fluxo de caixa referente à energia não distribuída nada mais é do que uma representação gráfica do valor financeiro dessa energia. Com o propósito de exemplificar essa representação, as Figuras 4.13 e 4.14 apresentam essa parcela para o circuito C2, horário de ponta e fora de ponta, respectivamente. No gráfico, a cor escura representa a parcela do fluxo de caixa referente à energia não distribuída no período da rede convencional e a clara, no período da rede compacta. Os valores são negativos, pois a energia não distribuída é um valor que a concessionária deixou de faturar.

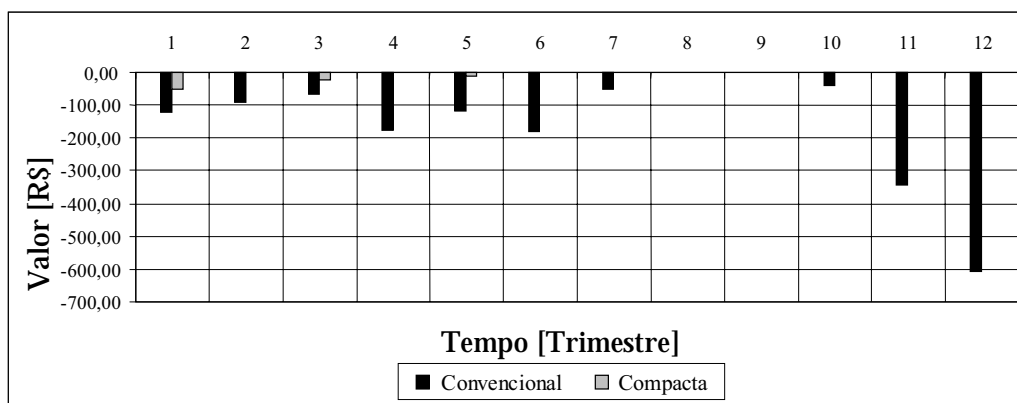


Figura 4.13 – Energia não distribuída, circuito C2, horário de ponta.

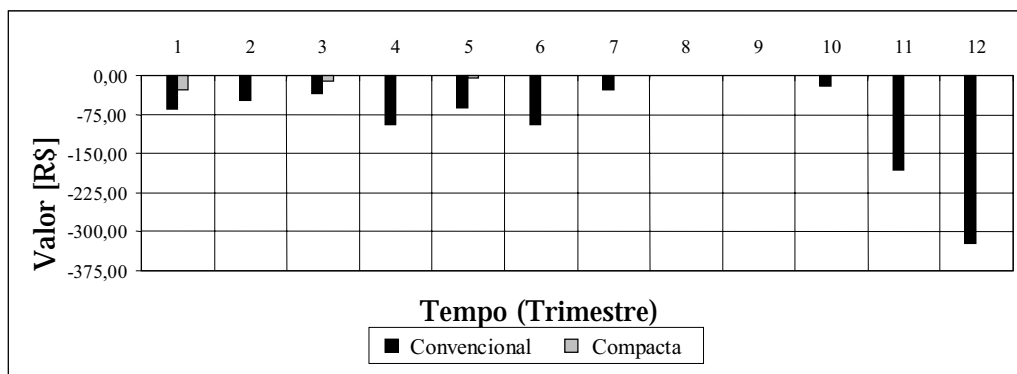


Figura 4.14 – Energia não distribuída, circuito C2, horário fora de ponta.

No fluxo de caixa apresentado pôde-se observar que a viabilidade da rede convencional foi inferior à da rede compacta, levando-se em consideração a energia não distribuída pela concessionária.

4.5.2.2 Parcela do fluxo de caixa referente à manutenção preventiva

A parcela do fluxo de caixa referente à manutenção preventiva também foi analisada. A Figura 4.15 ilustra a representação gráfica dessa parcela para o circuito C2.

No fluxo de caixa da manutenção preventiva, ilustrado, pode-se observar que as despesas com manutenção preventiva estão concentradas nos períodos menos chuvosos. Percebe-se também que as redes convencionais necessitam de mais inspeções e manutenções, e isto se verifica principalmente em regiões de arborização intensa.

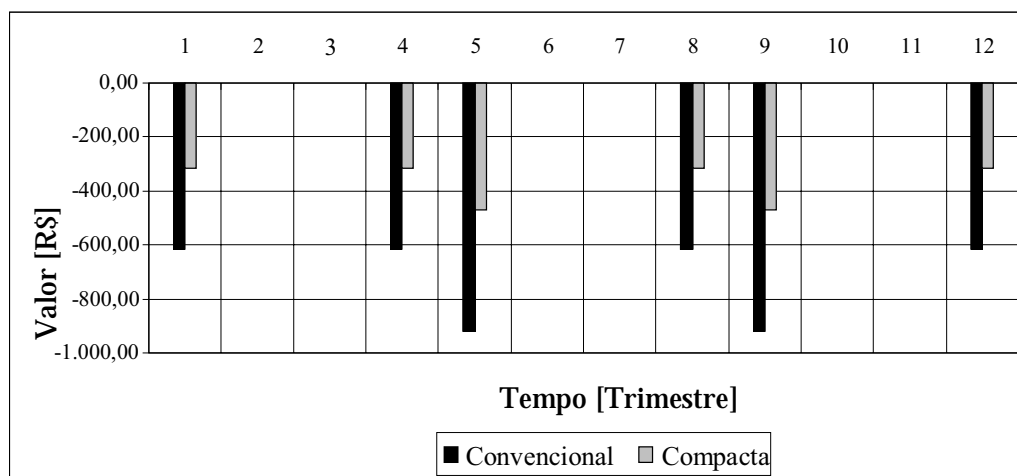


Figura 4.15 – Manutenção preventiva para o circuito C2.

A Tabela 4.14 apresenta valores que permitem comparar o quanto a rede convencional é mais onerosa do que a compacta, levando em consideração a manutenção preventiva. Os valores também estão expressos em p.u. e foram obtidos com base no custo da manutenção preventiva da rede compacta.

Tabela 4.14 – Custos da manutenção preventiva

Circuito	Convencional		Compacta	
	Valor Médio	p.u.	Valor Médio	p.u.
C1	174,51	3,23	53,98	1,00
C2	383,96	1,95	196,30	1,00
C3	237,33	3,02	78,52	1,00
C4	300,73	2,35	127,60	1,00
C5	544,14	3,57	152,13	1,00
C6	198,66	2,89	68,71	1,00
C7	863,52	1,77	485,84	1,00

4.5.2.3 Parcela do fluxo de caixa referente à manutenção corretiva

A parcela do fluxo de caixa referente à manutenção corretiva segue o mesmo raciocínio empregado para a energia não distribuída e para manutenção preventiva. A Figura 4.16 exemplifica essa parcela do fluxo de caixa para o circuito C2.

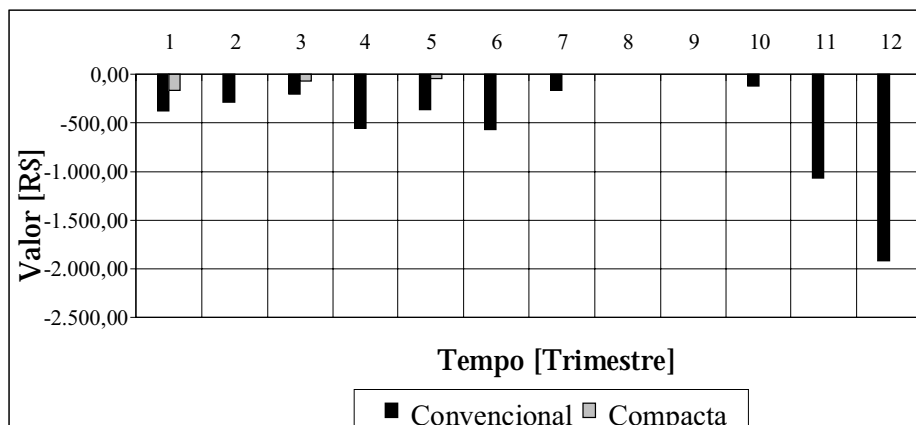


Figura 4.16 – Manutenção corretiva para o circuito C2.

No fluxo de caixa da manutenção corretiva apresentado, observa-se que a concessionária teve maiores despesas com manutenção corretiva na rede secundária convencional, quando comparado com a compacta.

A Tabela 4.15 apresenta valores que permitem comparar as despesas com manutenção corretiva nos dois tipos de redes em cada circuito selecionado. Os valores em p.u. foram obtidos com base no custo da manutenção corretiva da rede compacta.

Tabela 4.15 – Custos da manutenção corretiva

Circuito	Convencional		Compacta	
	Valor Médio	p.u.	Valor Médio	p.u.
C1	64,20	-----	0,00	-----
C2	446,53	56,66	7,88	1,00
C3	43,46	19,66	2,21	1,00
C4	233,09	-----	0,00	-----
C5	275,42	38,09	7,23	1,00
C6	32,45	4,93	6,58	1,00
C7	272,10	57,16	4,76	1,00

4.5.2.4 Fluxo de caixa líquido

O fluxo de caixa líquido é representado graficamente pela soma algébrica dos fluxos de caixa envolvidos no projeto: o fluxo de caixa da energia não distribuída, o fluxo de caixa da manutenção preventiva e o fluxo de caixa da manutenção corretiva.

O investimento inicial necessário para a mudança da rede convencional para compacta foi indicado na parte interna de cada gráfico, não sendo representado juntamente com os outros elementos por motivos de escala.

Os fluxos de caixa líquido do circuito C2 para horários de ponta e fora de ponta estão apresentados nas Figuras de 4.17 e 4.18, e os valores correspondentes estão apresentados no Apêndice E. Como nos fluxos de caixa ilustrados anteriormente, a cor escura representa o fluxo de caixa da rede convencional e a cor clara, da rede compacta.

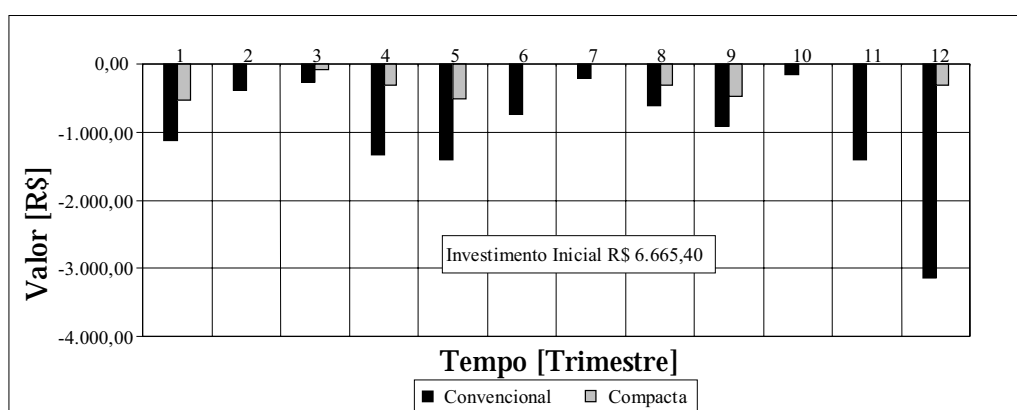


Figura 4.17 – Fluxo de caixa líquido, circuito C2, horário de ponta.

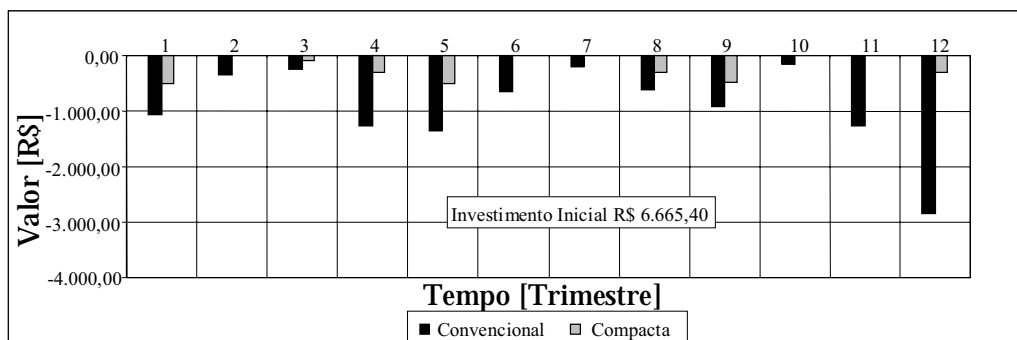


Figura 4.18 – Fluxo de caixa líquido, circuito C2, horário fora de ponta.

4.5.3 Valor presente líquido

O valor presente líquido (VPL) é a equivalência monetária atual da soma dos fluxos de caixa futuros de todos os anos de duração do projeto (40). É obtido subtraindo-se o investimento inicial (I_i) do valor presente das entradas de caixa (FC_t), descontadas a uma

determinada taxa de juros. Trata-se de uma técnica sofisticada de análise de orçamentos de capital.

Utilizando-se o VPL, tanto as entradas quanto as saídas de caixa têm seus valores atualizados. Já que se trata de investimentos convencionais, o investimento inicial está automaticamente expresso em termos monetários atuais. Se este não for o caso, o VPL de um projeto deverá ser obtido subtraindo-se o valor presente das saídas dos valores presente das entradas de caixa (41).

Projetos que apresentam VPL positivo são atraentes, “aceita-se” o projeto. No caso de uma comparação entre dois projetos com VPL negativos, o que der o VPL maior é a alternativa mais atraente. Dessa forma, a formulação do VPL é expressa pela Equação 4.2 (42).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_i \quad (4.2)$$

em que:

FC_t: fluxo de caixa (R\$);

t: período de capitalização (trimestral);

i: taxa de juros (trimestral);

n: duração do investimento (trimestres); e

I_i: investimento inicial (R\$).

4.5.3.1 Taxa Selic

Para a realização do cálculo do VPL foi necessária a escolha de uma taxa de juros. A taxa utilizada para a realização do cálculo do VPL foi a Selic (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), que é fixada pelo Comitê de Política Monetária (COPOM) do Banco Central do Brasil, que remunera os investidores no negócio de compra e venda de títulos públicos. Ela é obtida mediante cálculo da taxa média ponderada dos juros praticados pelas instituições financeiras, sendo o índice pelos quais as taxas de juros cobradas pelos mercados se balizam como uma taxa básica utilizada como referência pela política monetária brasileira (42).

Como as análises foram realizadas no final do ano de 2009 e os orçamentos colhidos para as implantações dos tipos redes são do ano de 2008, utilizou-se a taxa Selic correspondente ao ano de 2008, de 10,834% ao ano (42).

A Equação 4.3 foi utilizada para converter a taxa de juros que antes era anual para uma taxa de juros trimestral. O valor obtido é de 2,6049% ao trimestre.

$$i_e = \sqrt[3]{(1+i_q)} - 1 \quad (4.3)$$

em que:

i_e : taxa equivalente (ao trimestre);

i_q : taxa conhecida a ser convertida (ao ano); e

n : número de períodos contidos na taxa de juros menor (em trimestres).

4.5.3.2 Aplicação do valor presente líquido

Com os fluxos de caixa líquidos apresentados anteriormente e embasados no histórico de manutenções dos diferentes tipos de redes foi possível fazer uma projeção do fluxo de caixa líquido para oitenta trimestres (vinte anos). De posse dessa projeção do fluxo de caixa, com a taxa de juros mostrada anteriormente e por meio da Equação 4.2, calculou-se o VPL para cada um dos sete circuitos estudados. A partir desses resultados, fez-se uma análise para avaliação dos investimentos e, assim, comprovar que as redes secundárias compactas são uma alternativa viável economicamente. E quando implantadas para substituir uma rede convencional existente, elas se tornam uma opção ainda mais atraente.

Os resultados do cálculo do VPL para os circuitos analisados estão apresentados nas Tabelas 4.16 e 4.17, mostrando que a substituição da rede secundária convencional pela compacta é uma alternativa viável de investimento a longo prazo, pois nos resultados obtidos verifica-se que no final de vinte anos a rede compacta é um investimento mais atrativo.

Tabela 4.16 – Resumo do valor presente líquido, horário de ponta

Circuito	VPL Rede Convencional (VPL _{rcv})		VPL Rede Compacta (VPL _{rcp})		$\frac{VPL_{rcv}}{VPL_{rcp}}$
	Investimento	Após 80 Trimestres	Investimento	Após 80 Trimestres	
C1	0,00	-15.841,74	-4.958,80	-8.355,25	1,90
C2	0,00	-63.652,31	-6.665,40	-21.453,07	2,97
C3	0,00	-20.111,67	-3.719,10	-9.183,42	2,19
C4	0,00	-48.229,79	-4.524,10	-13.439,33	3,59
C5	0,00	-76.475,33	-12.284,30	-23.268,07	3,29
C6	0,00	-10.891,28	-3.670,80	-8.051,54	1,35
C7	0,00	-83.135,10	-13.073,20	-44.299,29	1,88

Tabela 4.17 – Resumo do valor presente líquido, horário fora de ponta

Circuito	VPL Rede convencional (VPL _{rcv})		VPL Rede compacta (VPL _{rcp})		$\frac{VPL_{rcv}}{VPL_{rcp}}$
	Investimento	Após 80 trimestres	Investimento	Após 80 trimestres	
C1	0,00	-15.282,20	-4.958,80	-8.355,25	1,83
C2	0,00	-59.196,17	-6.665,40	-21.187,35	2,79
C3	0,00	-19.264,63	-3.719,10	-9.132,73	2,11
C4	0,00	-42.352,62	-4.524,10	-13.439,33	3,15
C5	0,00	-63.255,41	-12.284,30	-22.971,60	2,75
C6	0,00	-10.681,23	-3.670,80	-7.872,38	1,36
C7	0,00	-77.213,85	-13.073,20	-44.162,55	1,75

Com o intuito de melhor visualizar o estudo do valor presente líquido, elaboraram-se os gráficos dos valores em reais dos resultados do VPL em função do tempo (trimestre). Esse método proporcionou uma comparação entre os resultados dos cálculos dos VPLs, de modo a obter o tempo necessário, t , para que o resultado da rede compacta passe a ser melhor que o da rede convencional.

Para a confecção de tais gráficos, ilustrados nas Figuras de 4.19 a 4.32, fez-se um estudo levando em consideração o valor do VPL acumulado ao longo dos períodos, confrontando-se os resultados entre os dois tipos de circuitos. Esses valores acumulados representam uma projeção futura do resultado do VPL a cada trimestre, referenciado ao presente.

Assim, foi possível avaliar o ponto em que as curvas se cruzaram e determinar o tempo para que o circuito compacto venha a ter um VPL mais atrativo que o convencional.

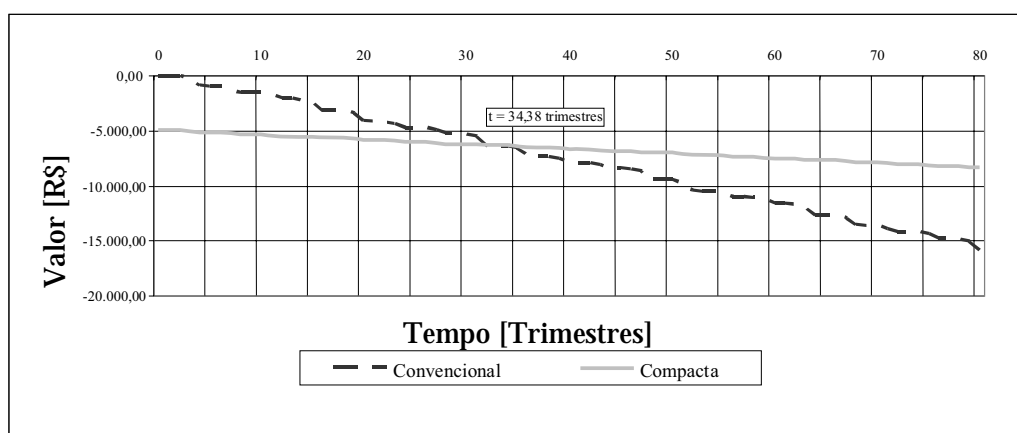


Figura 4.19 – VPL para o circuito C1, horário de ponta.

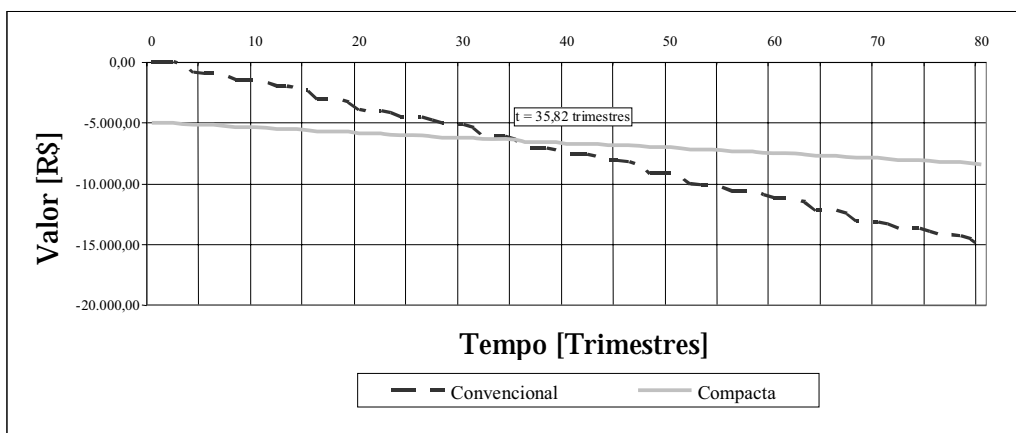


Figura 4.20 – VPL para o circuito C1, horário fora de ponta.

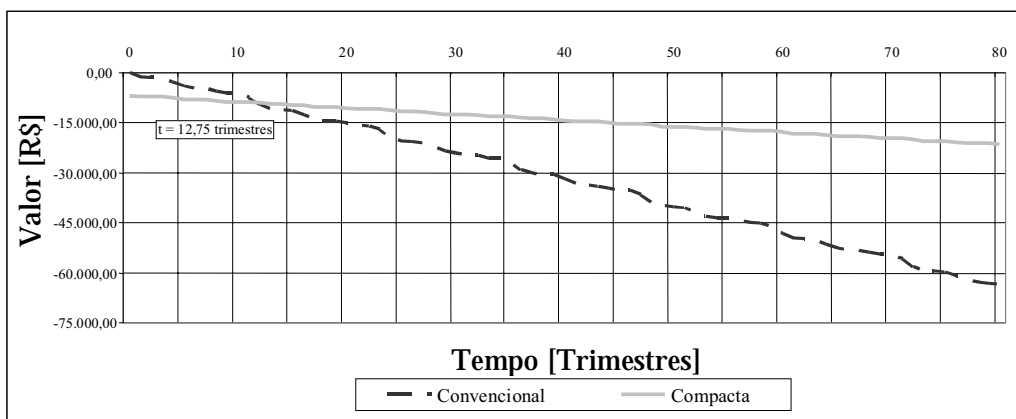


Figura 4.21 – VPL para o circuito C2, horário de ponta.

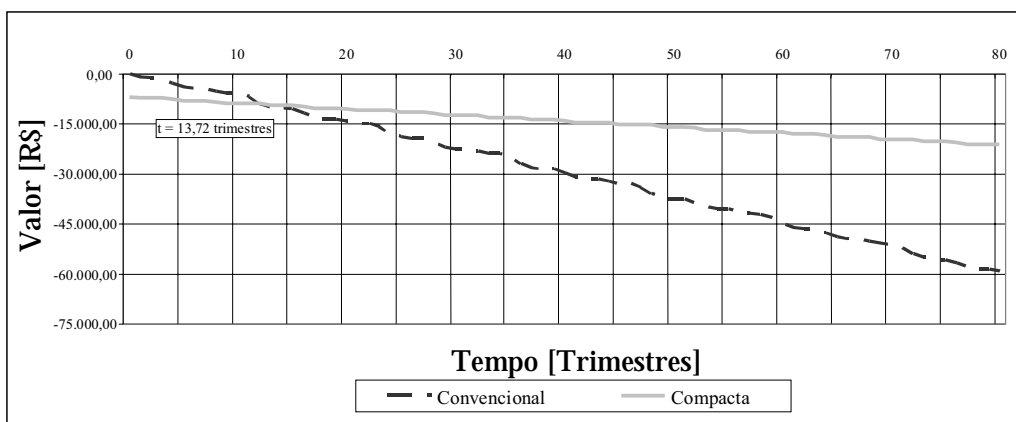


Figura 4.22 – VPL para o circuito C2, horário fora de ponta.

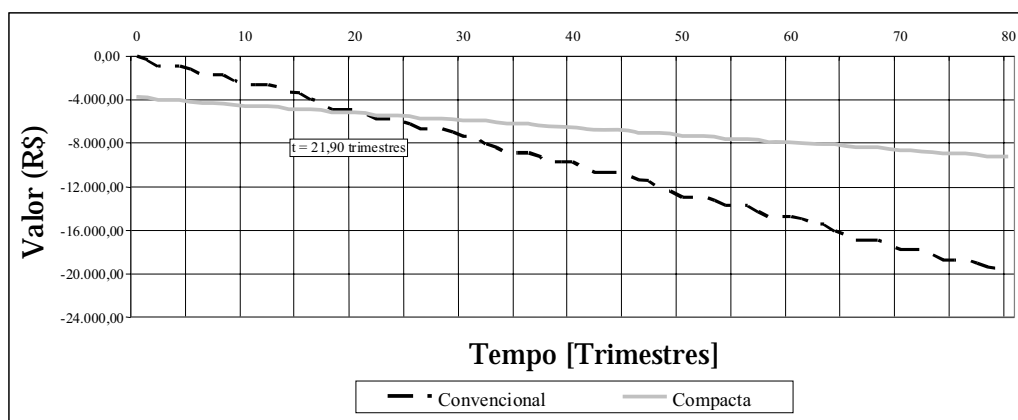


Figura 4.23 – VPL para o circuito C3, horário de ponta.

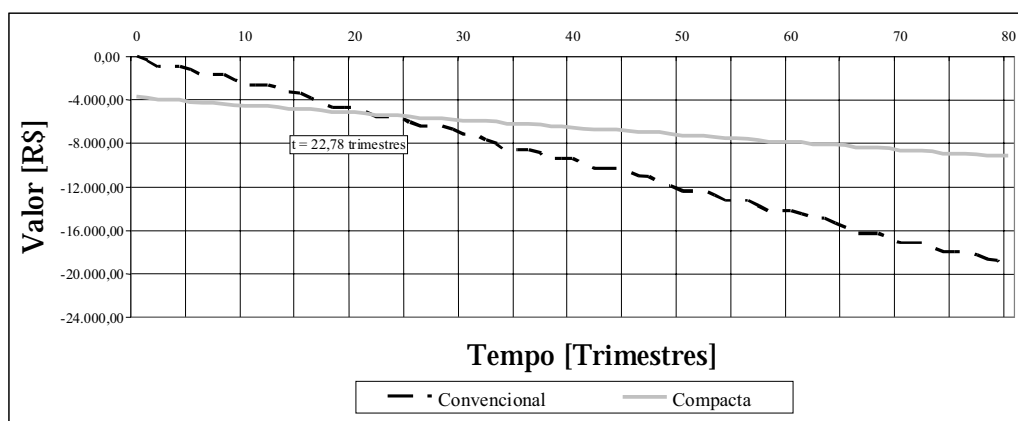


Figura 4.24 – VPL para o circuito C3, horário fora de ponta.

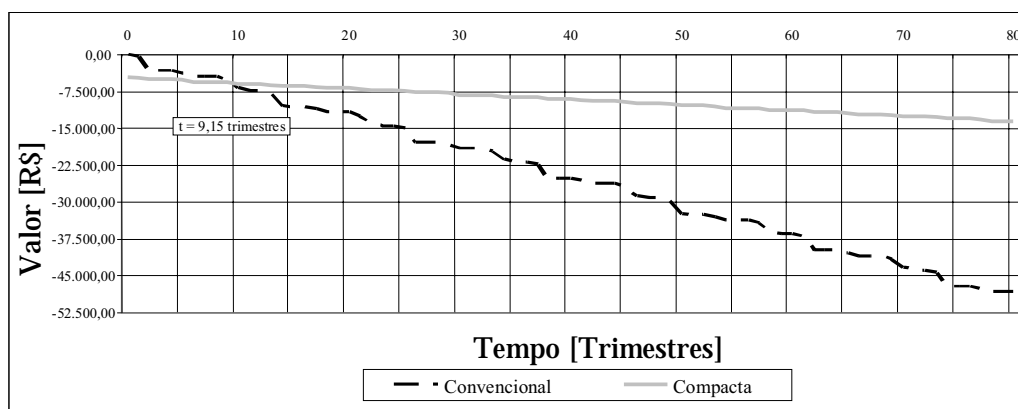


Figura 4.25 – VPL para o circuito C4, horário de ponta.

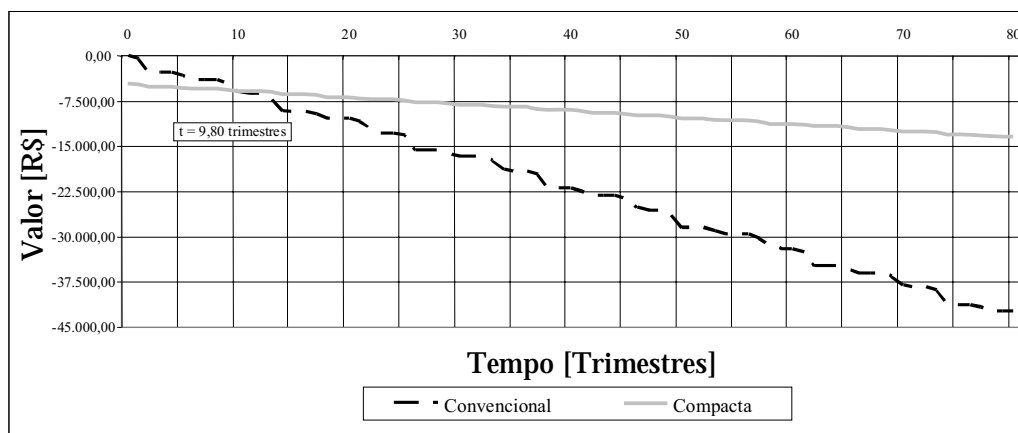


Figura 4.26 – VPL para o circuito C4, horário fora de ponta.

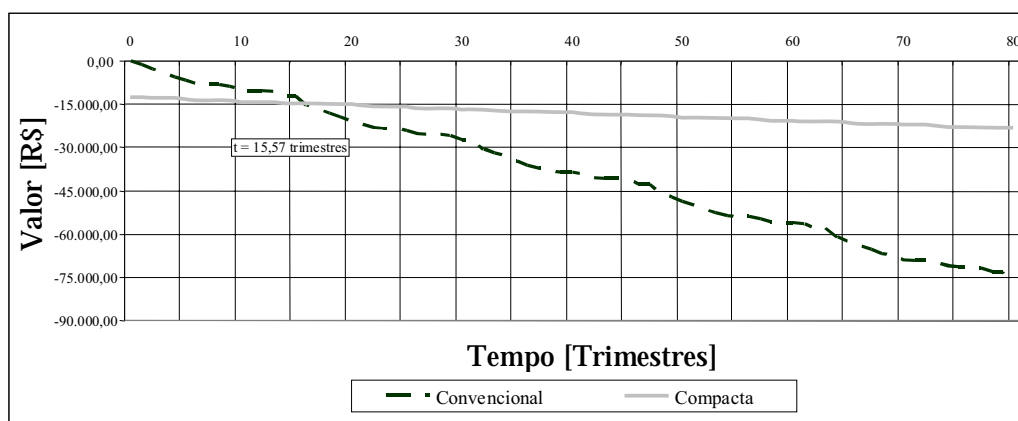


Figura 4.27 – VPL para o circuito C5, horário de ponta.

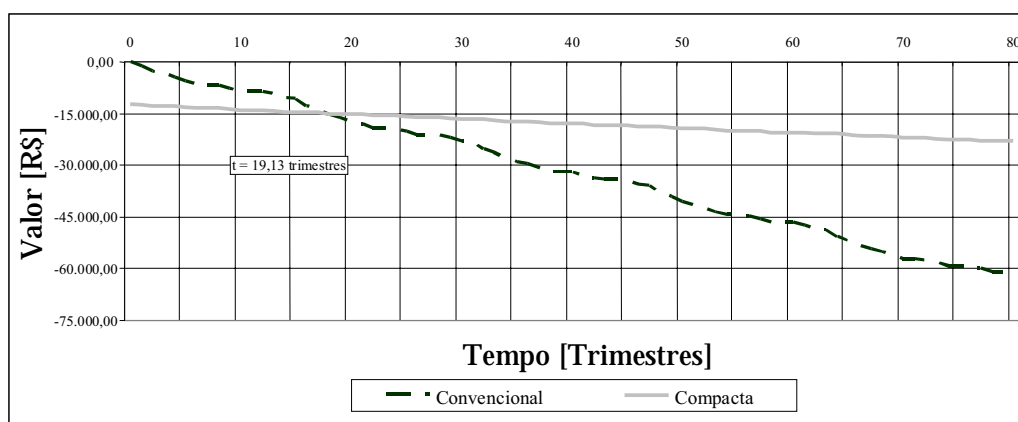


Figura 4.28 – VPL para o circuito C5, horário fora de ponta.

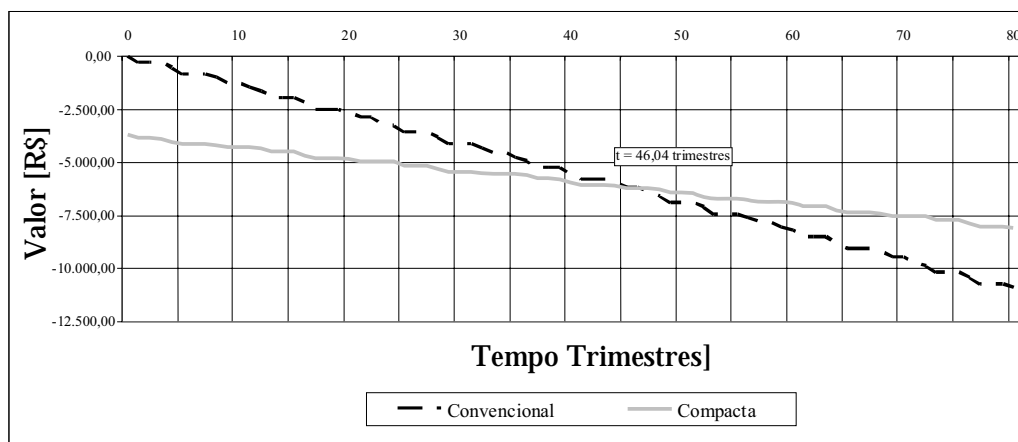


Figura 4.29 – VPL para o circuito C6, horário de ponta.

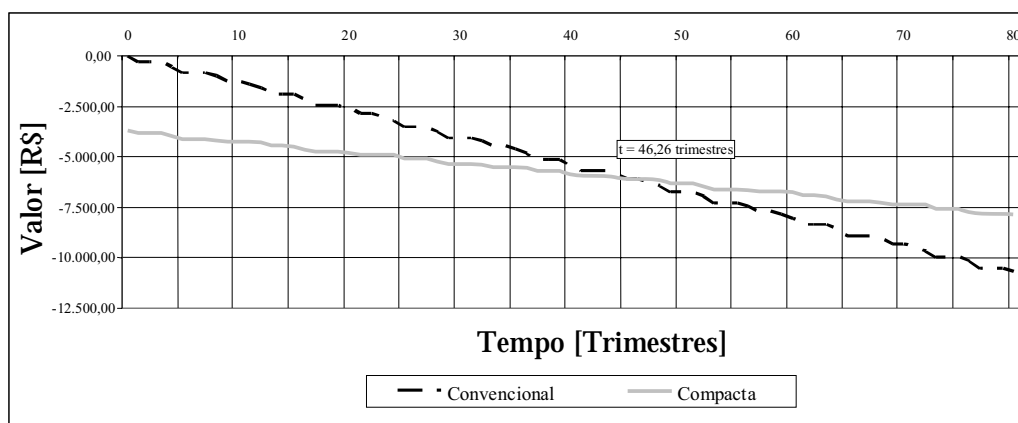


Figura 4.30 – VPL para o circuito C6, horário fora de ponta.

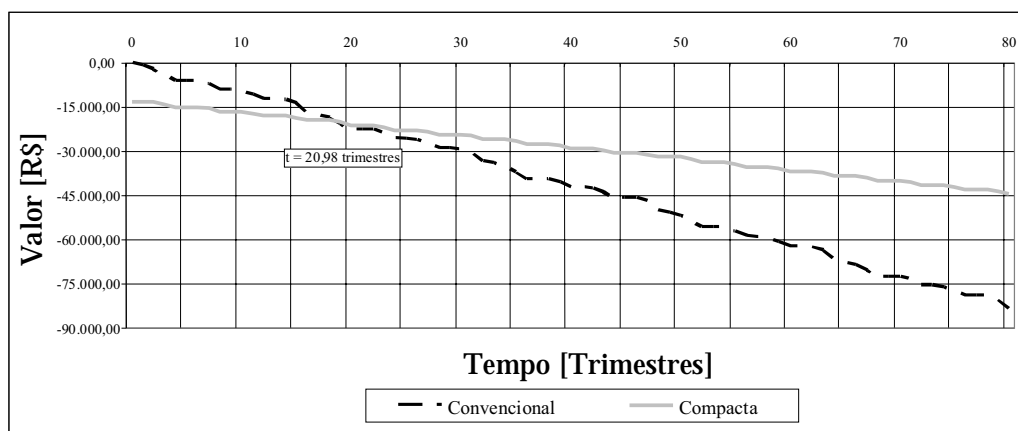


Figura 4.31 – VPL para o circuito C7, horário de ponta.

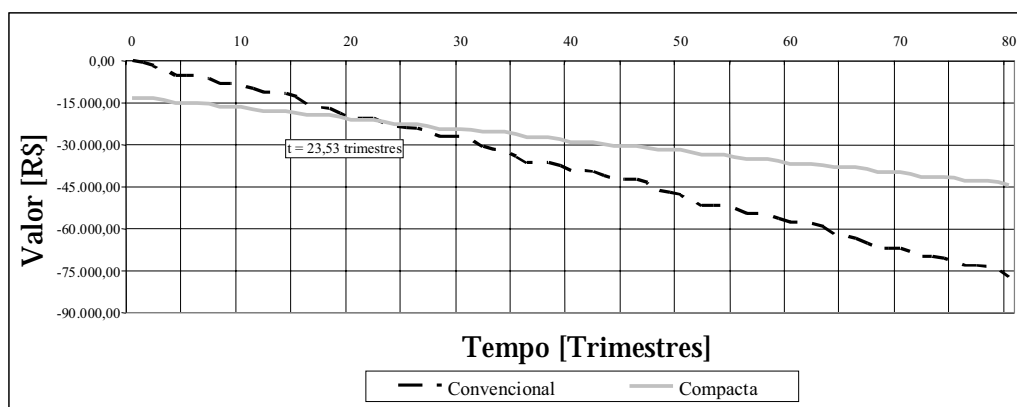


Figura 4.32 – VPL para o circuito C7, horário fora de ponta.

Nos resultados apresentados, verifica-se que o intervalo de tempo para que o VPL dos circuitos compactos se iguale ao VPL dos circuitos convencionais é relativamente curto. Em se tratando de redes de distribuição, que possui vida útil relativamente longa, os períodos em que os VPLs se igualam são satisfatórios.

A Tabela 4.18 traz valores que permitem comparar os tempos de retorno para os horários de ponta e fora de ponta. A diferença entre o tempo de retorno no horário de ponta e o tempo de retorno no horário fora de ponta também é apresentada.

Tabela 4.18 – Tempos de retorno por meio do VPL

Circuito	Tempo de retorno por meio do VPL		Diferença (meses)
	Horário de ponta (trimestre)	Horário fora de ponta (trimestre)	
C1	34,38	35,82	4,32
C2	12,75	13,72	2,91
C3	21,90	22,78	2,64
C4	9,15	10,80	4,86
C5	15,57	19,13	10,68
C6	46,04	46,26	0,66
C7	20,98	23,53	7,65

4.5.4 Tempo de retorno do investimento (payback)

O cálculo do tempo de retorno do investimento, conhecido como **payback**, compara as rendas com os custos e determina o período de tempo exigido para recuperar o investimento inicial. Um período de **payback** simples é calculado frequentemente sem levar em conta o

valor do dinheiro ao longo do tempo. Esse indicador é frequentemente usado para analisar oportunidades de investimento que oferecem benefícios incrementais e aplicações de uso final (40).

A informação obtida pelo método do **payback** é muito simples, já que não considera nem o valor temporal do dinheiro e nem o valor recebido após a recuperação do capital. De forma a enriquecer a análise econômica e ter uma informação mais precisa, foi utilizado o **payback** descontado, que nada mais é que a consideração do valor presente das receitas a uma determinada taxa de juros (40).

Dessa forma foi considerada como benefício associado a diferença de gastos com manutenções entre os circuitos de rede compacta e os circuitos quando foram convencionais. Incluindo o investimento inicial de implantação do circuito e usando a taxa de juros, taxa Selic, aplicou-se a metodologia do **payback** descontado.

A equação que descreve o método utilizado vem apresentada a seguir:

$$VP_t = B_a \times \frac{1}{(1+i)^t} \quad (4.4)$$

em que:

VP_t: valor presente;

B_a: benefício associado;

i: taxa de juros; e

t: período.

4.5.4.1 Considerações sobre o benefício associado

Para o estudo realizado deve-se lembrar que se trata de uma empresa de administração pública e que os fluxos de caixas são basicamente compostos por custos. Com isso o benefício associado foi calculado como sendo a diferença de custo relativo às manutenções e à energia não distribuída de cada tipo de rede, ou seja, trata-se das diferenças de custos apresentadas no fluxo de caixa líquido. Dessa forma foi possível calcular o tempo de retorno de investimento, levando-se em consideração que os custos de implantação (investimento inicial) e operação da rede compacta são menores que o custo de operação da rede convencional. A formulação que contempla o benefício associado é mostrada na Equação 4.5.

$$B_a = G_{cn} - G_{cp} \quad (4.5)$$

em que:

B_a : benefício associado;

G_{cp} : gastos gerados pela rede compacta; e

G_{cn} : gastos gerados pela rede convencional.

Nas Figuras 4.33 e 4.34 são apresentados os gráficos do benefício associado referentes ao circuito C2, nos horários de ponta e fora de ponta, para exemplificar. Esses gráficos mostram o procedimento descrito anteriormente, sendo que os benefícios são representados positivamente, pois se trata de uma economia financeira proporcionada pela substituição da rede.

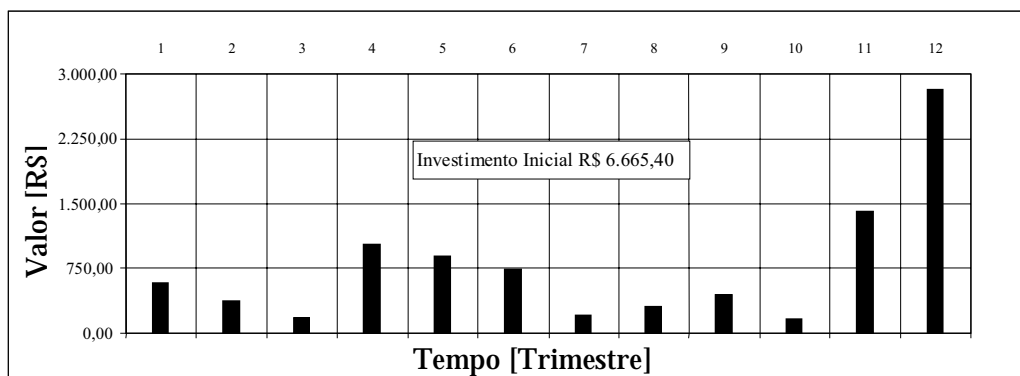


Figura 4.33 – Benefício associado, circuito C2, horário de ponta.

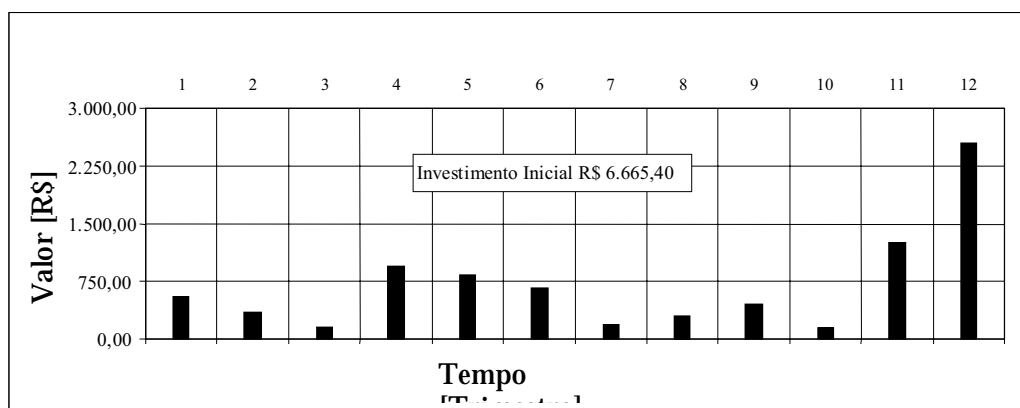


Figura 4.34 – Benefício associado, circuito C2, horário fora de ponta.

4.5.4.2 Aplicação do payback

Após a execução dos passos apresentados nas seções anteriores e de posse do valor presente (VP), foi calculado o valor acumulado. Na aplicação do **payback**, o primeiro valor acumulado (no instante zero) representa o investimento inicial, que está presente somente para a rede compacta. Os valores seguintes foram calculados somando-se o valor presente correspondente ao trimestre analisado com o valor acumulado no trimestre anterior, conforme a Equação 4.6 (40).

$$VA_t = VP_t + VA_{t-1} \quad (4.6)$$

em que:

VA_t : valor acumulado (R\$);

VP_t : valor presente (R\$); e

t: período (trimestre).

Nas Figuras de 4.35 a 4.48 são apresentados os gráficos que resumem a metodologia utilizada e mostram os valores (R\$) em função do tempo. Essas figuras ilustram a representação gráfica da aplicação do método **payback** e fornecem o tempo no qual o investimento feito retorna para a empresa em forma de benefícios adquiridos com a implantação do novo tipo de rede, ou seja, do investimento de implantação do projeto.

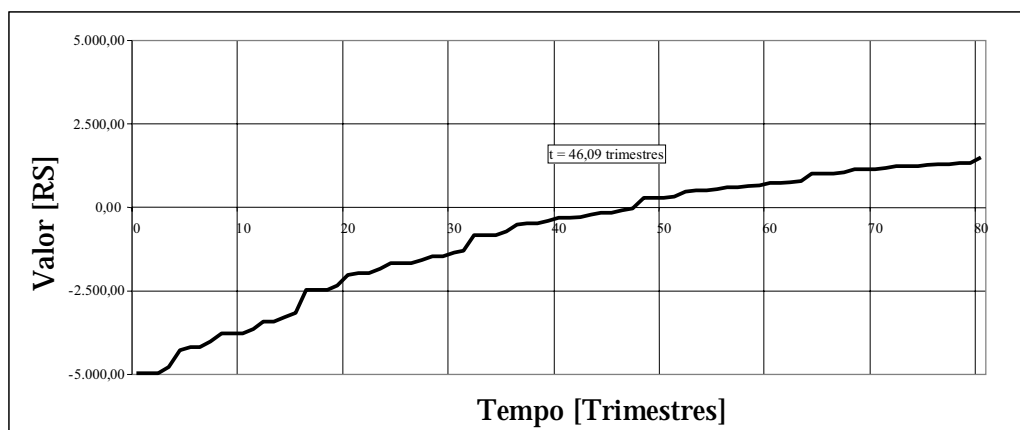


Figura 4.35 – Payback para o circuito C1, horário de ponta.

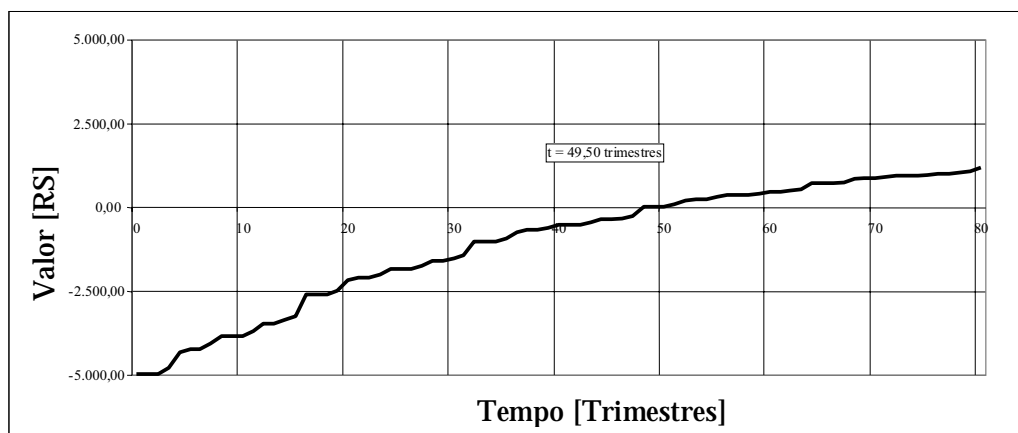


Figura 4.36 – Payback para o circuito C1, horário fora de ponta.

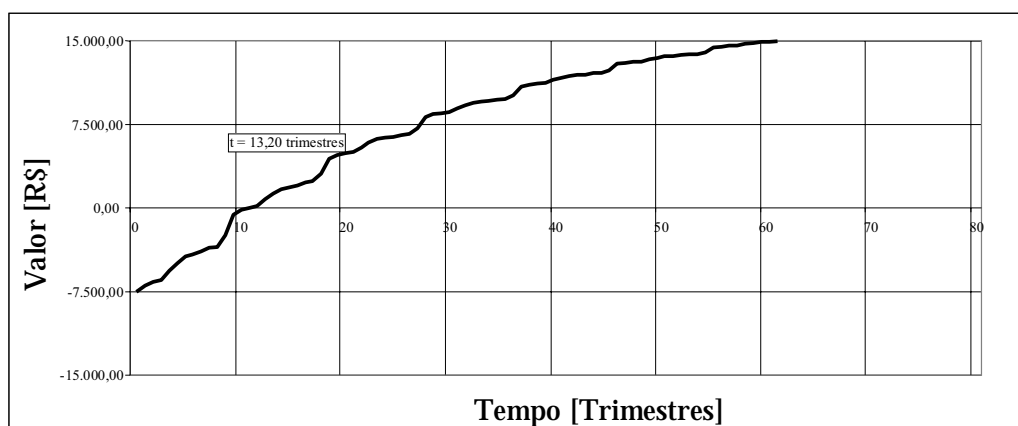


Figura 4.37 – Payback para o circuito C2, horário de ponta.

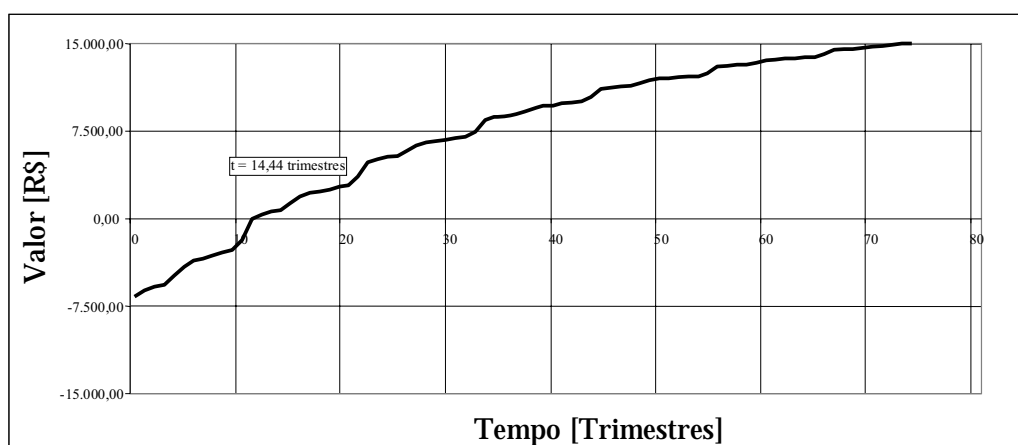


Figura 4.38 – Payback para o circuito C2, horário fora de ponta.

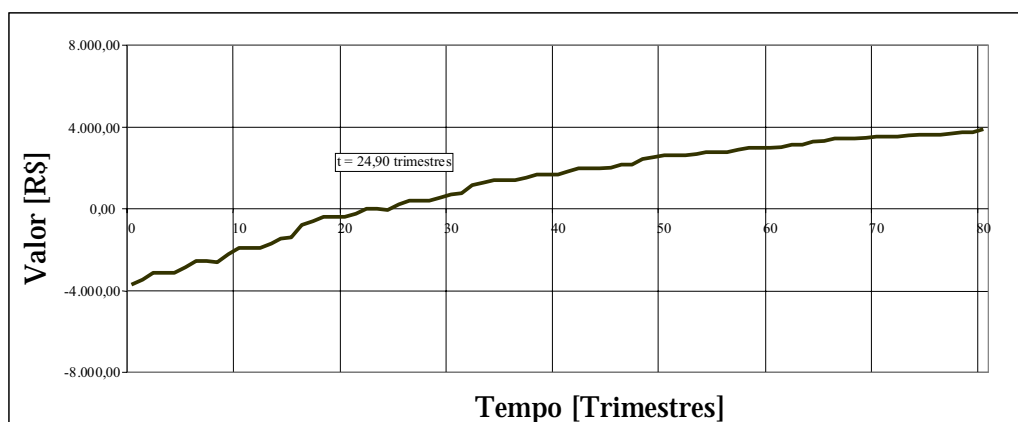


Figura 4.39 – Payback para o circuito C3, horário de ponta.

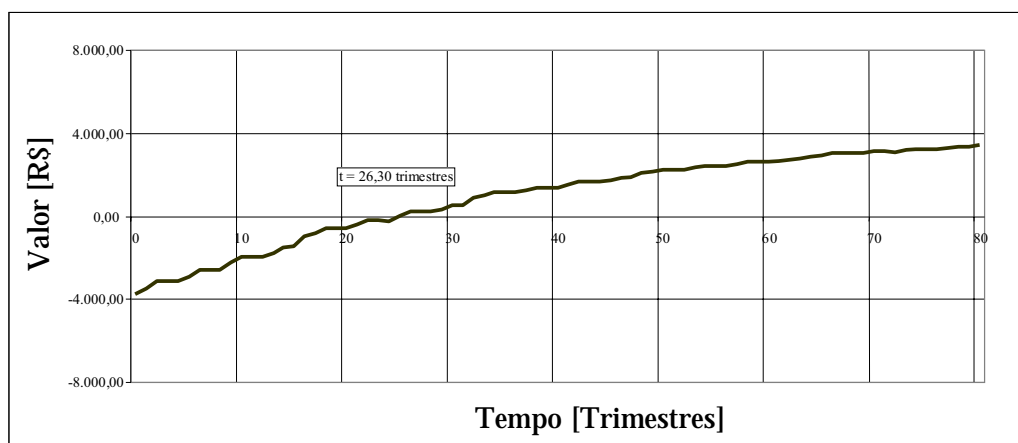


Figura 4.40 – Payback para o circuito C3, horário fora de ponta.

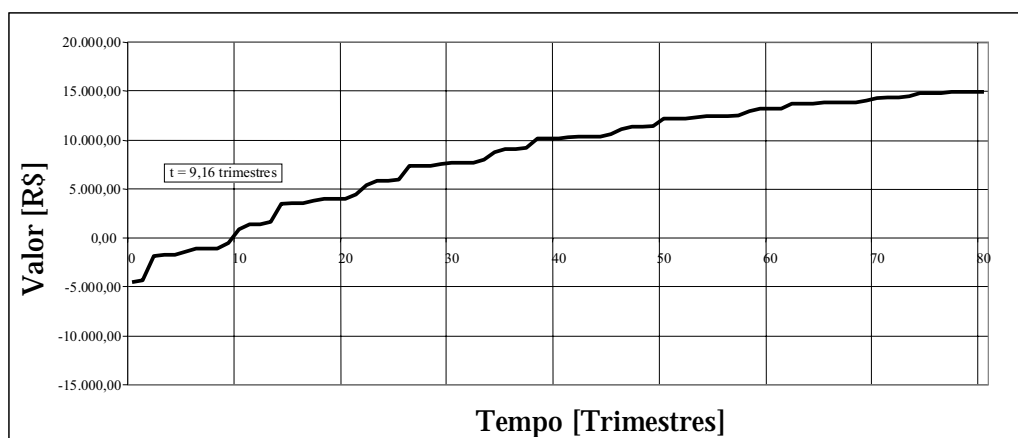


Figura 4.41 – Payback para o circuito C4, horário de ponta.

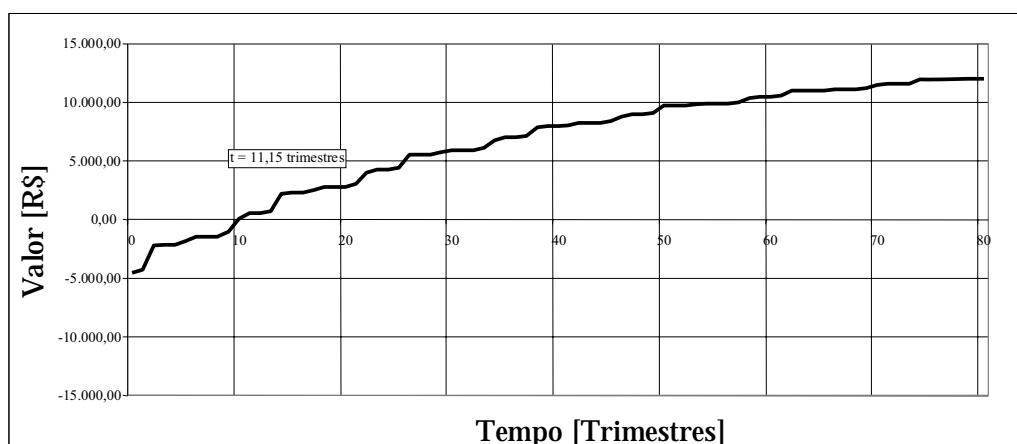


Figura 4.42 – Payback para o circuito C4, horário fora de ponta.

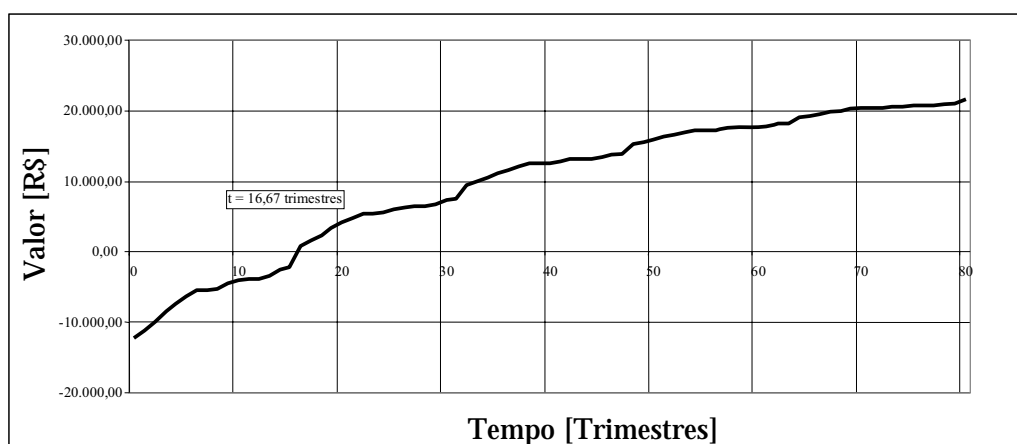


Figura 4.43 – Payback para o circuito C5, horário de ponta.

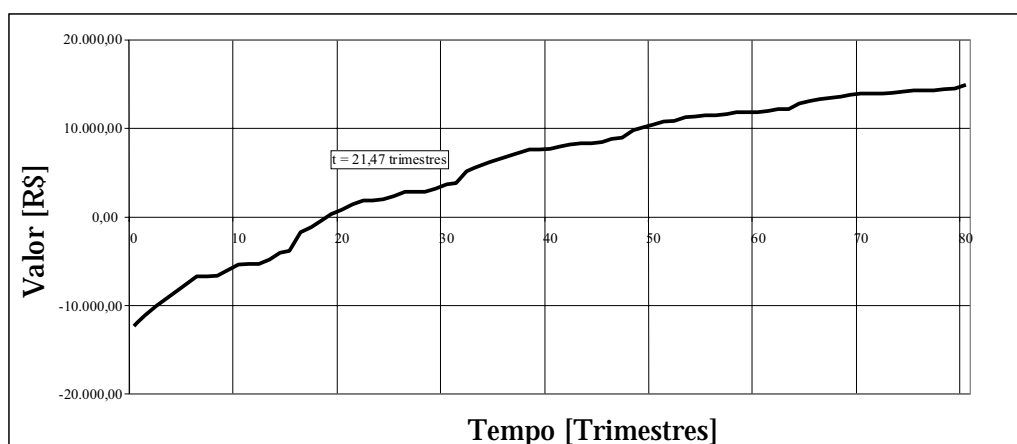


Figura 4.44 – Payback para o circuito C5, horário fora de ponta.

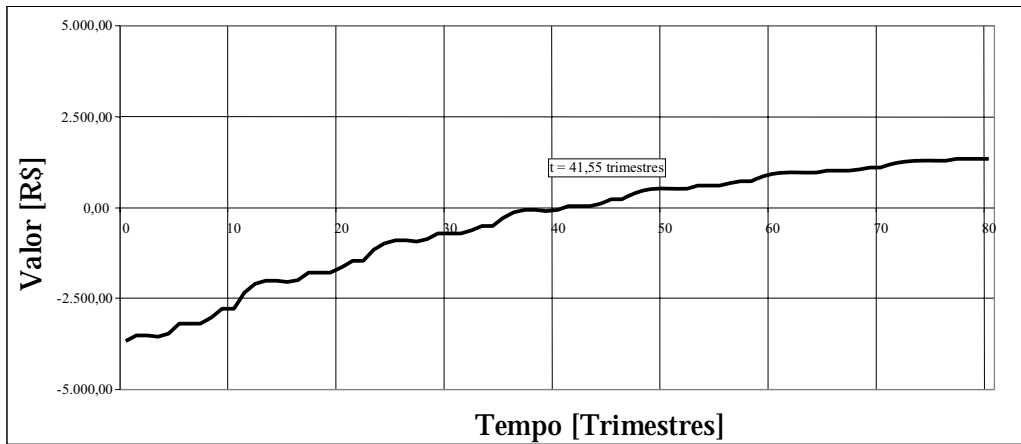


Figura 4.45 – Payback para o circuito C6, horário de ponta.

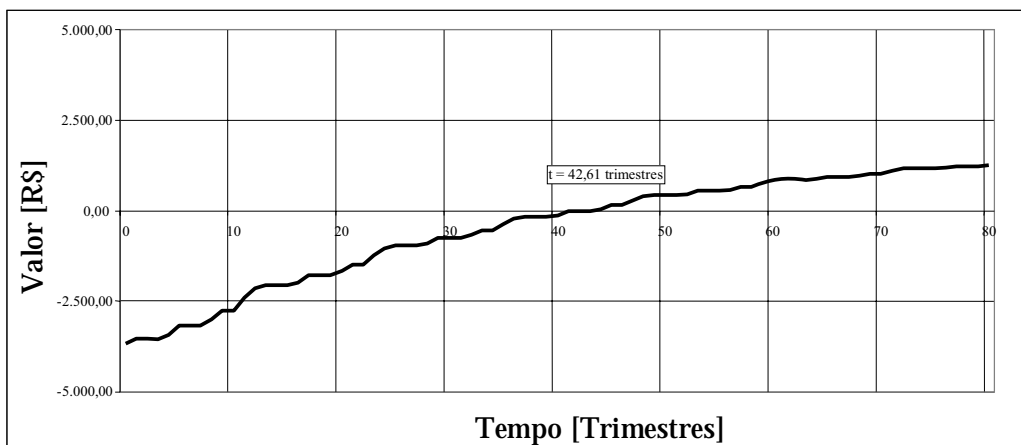


Figura 4.46 – Payback para o circuito C6, horário fora de ponta.

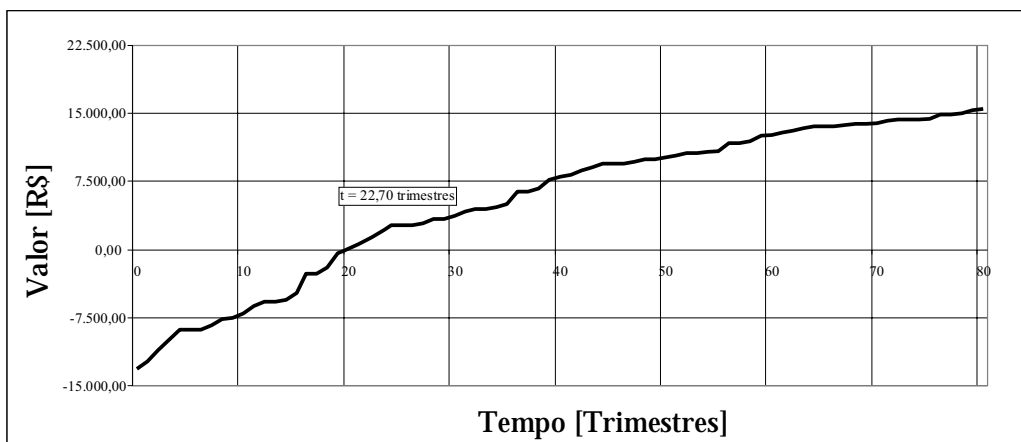


Figura 4.47 – Payback para o circuito C7, horário de ponta.

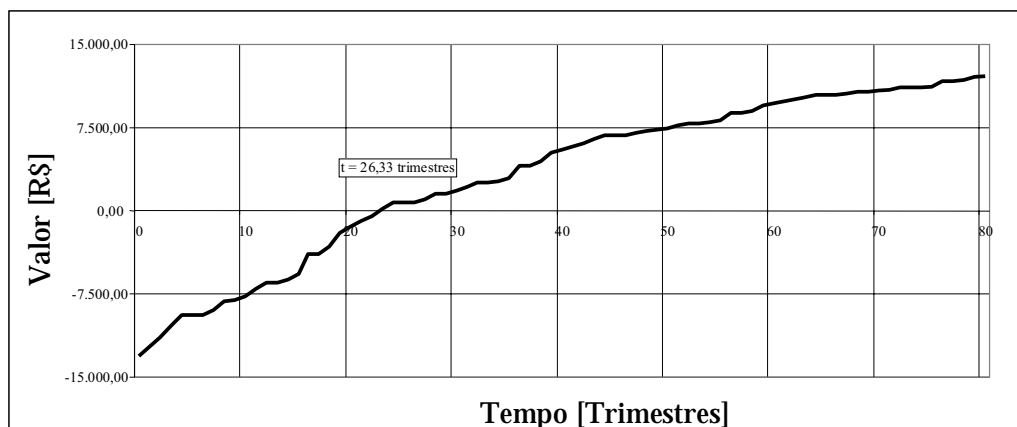


Figura 4.48 – Payback para o circuito C7, horário fora de ponta.

Nos gráficos verificam-se os tempos de retorno de investimento de cada circuito analisado, tempo a partir do qual a empresa passa a ter lucros em função do investimento realizado, comprovando-se a vantagem das redes compactas, em relação à rede convencional, tanto para os horários de ponta quanto fora de ponta.

Por se tratar de redes de distribuição, o investimento é feito a longo prazo e os resultados mostram que o tempo de retorno de investimento ocorreu antes do prazo estabelecido pelo projeto.

A Tabela 4.19 apresenta dados que permitem a comparação dos tempos de retorno para os horários de ponta e fora de ponta, indicando o tempo para que o investimento feito retorne ao investidor em forma de benefícios proporcionados pelo projeto. A diferença entre o tempo de retorno no horário de ponta e o tempo de retorno no horário fora de ponta também é apresentada.

Tabela 4.19 – Tempos de retorno por meio do **payback**

Circuito	Tempo de Retorno – Payback		Diferença (meses)
	Horário de Ponta (Trimestre)	Horário Fora de Ponta (Trimestre)	
C1	46,09	49,50	10,23
C2	13,20	14,44	3,72
C3	24,90	26,30	4,20
C4	9,16	11,15	5,97
C5	16,67	21,47	14,40
C6	41,55	42,61	3,18
C7	22,70	26,33	10,89

Constata-se que as diferenças entre os tempos de retorno nos horários de ponta e fora de ponta foram baixas, pois a energia não distribuída influencia pouco no fluxo de caixa líquido quando comparada com o custo das manutenções, ou seja, seus valores são bem inferiores que os das manutenções. Assim, verifica-se que nas duas situações o investimento é viável.

4.5.5 Comparação entre VPL e payback

A comparação entre os métodos tem o propósito de mostrar que os resultados são bem próximos. Em apenas um dos circuitos ocorreu uma diferença considerável, pelo fato de não conter árvores e pelo pequeno número de interrupções, segundo os dados históricos.

Nas Tabelas 4.20 e 4.21 são apresentados os resultados dos dois métodos, por ocasião da verificação dos aspectos econômicos da implantação da rede secundária compacta.

Tabela 4.20 – Resultados do VPL e do **payback**, horário de ponta

Circuito	Horário de Ponta		
	VPL (Trimestre)	Payback (Trimestre)	Diferença (Meses)
C1	34,38	46,09	35,13
C2	12,75	13,20	1,35
C3	21,90	24,90	9,00
C4	9,15	9,16	0,03
C5	15,57	16,67	3,30
C6	46,04	41,55	13,47
C7	20,98	22,70	5,16

Tabela 4.21 – Resultados do VPL e do **payback**, horário fora ponta

Circuito	Horário Fora de Ponta		
	VPL (Trimestre)	Payback (Trimestre)	Diferença (Meses)
C1	35,82	49,50	41,04
C2	13,72	14,44	2,16
C3	22,78	26,30	10,56
C4	10,80	11,15	1,05
C5	19,13	21,47	7,02
C6	46,26	42,61	10,95
C7	23,53	26,33	8,40

Conclusões

Em relação aos custos de implantação das redes secundárias de distribuição, convencionais, compactas e a mudança de convencional para compacta, conclui-se que o custo de implantação da segunda é aproximadamente 14% maior que a primeira, observando-se os parâmetros de custos de materiais e de mão de obra aplicados nas situações estudadas. Além disso, de acordo com as necessidades, a mudança da rede convencional secundária para a rede compacta, do ponto de vista econômico, é uma opção interessante, porque representa aproximadamente 38% do valor (em reais) de uma rede compacta nova.

Em análise das interrupções dos transformadores selecionados neste trabalho, verificou-se que 52,54% delas são de origem programada e 47,46% de origem não programada. Dentre as interrupções de origem programada, 48,39% devem-se a serviços de construção e 51,61% a serviços de manutenção de redes e equipamentos.

Cabe ressaltar que o alto percentual de interrupções programadas evidencia a necessidade de intervenção na rede para melhoria de seu desempenho.

Nas interrupções de origem não programada, 35,71% estão relacionadas ao contato acidental de objetos à rede, 19,64% a defeitos em condutores e conexões, 7,14% a defeitos em componentes diversos, 19,64% a causas não identificadas e 17,86% a postes danificados ou defeitos em transformadores.

A arborização é o principal responsável pelas interrupções ocasionadas por contato acidental de objetos à rede. Dessa forma, se fazem necessárias podas frequentes, as quais têm sido cada vez mais restritas, em virtude das exigências de órgãos ambientais. Isso contribui para o aumento das interrupções programadas e para a diminuição das manutenções corretivas.

Sendo assim, a utilização de redes secundárias compactas é uma alternativa viável para atender às diretrizes ecológicas vigentes e para melhorar a continuidade no fornecimento de energia elétrica.

A partir da análise do número de interrupções, observou-se que, no período em que a rede secundária era convencional, as interrupções tiveram maior frequência no 1º e no 4º trimestre de cada ano (período chuvoso no Estado de Goiás) e no trimestre de transição dessa rede para compacta, em decorrência das interrupções programadas para execução dos serviços de mudança da rede.

No período de análise em que a rede secundária passou a ser compacta, verificou-se a redução brusca do número de interrupções, comprovando o bom desempenho desse tipo de rede.

A análise de duração das interrupções foi importante para verificar se alguma interrupção ocorrida teve como causa algum defeito que dificultasse sua localização ou que necessitasse de maior tempo para execução dos serviços de reparo. Em observação dos gráficos das Figuras 4.11 a 4.17, constatou-se que no 1º período analisado, apesar de a rede ser convencional e ter, como características, facilidade de localização das falhas, em todos os circuitos analisados ocorreram interrupções com durações superiores a quatro horas (tempo característico de interrupções programadas). Tais interrupções tiveram, como principais causas, defeitos em transformadores, postes danificados e árvores sobre a rede, também com maior frequência nos períodos chuvosos.

Para todos os circuitos analisados, a duração das interrupções ocorridas no período em que a rede passou a ser compacta foi baixa, o que significa que não ocorreu nenhum defeito de difícil localização e que necessitasse de maior tempo para execução dos reparos. Assim, conclui-se que, no período de análise, a rede secundária compacta vem operando bem e, nos circuitos selecionados, não ocorreu nenhum defeito que comprometesse a isolação dos condutores.

Salienta-se que o maior custo de investimento para implantação de uma rede secundária compacta, quando comparado com o da convencional, é certamente compensado pela melhoria nos índices de continuidade de fornecimento, já que as perdas financeiras decorrentes das interrupções não programadas (falhas) passam a ser significativamente menores ao longo da vida útil da rede elétrica.

As análises econômicas realizadas também confirmaram a viabilidade das redes secundárias compactas. Por sua vez, a aplicação dos métodos VPL e **payback** mostrou-se bastante satisfatória, sendo que em apenas um dos circuitos analisados (C1) os resultados foram distintos quando comparado aos demais circuitos. Isso se deve à ausência de árvores no decorrer de sua rede e ao baixo número de interrupções durante os períodos analisados.

Portanto, para os circuitos estudados, o tempo de retorno de investimento foi satisfatório (em média 24 e 26 trimestres, de acordo com o VPL e o **payback**, respectivamente), quando comparado à vida útil da rede que é relativamente longa (oitenta trimestres).

Para trabalhos futuros, sugerem-se o estudo de viabilidade das redes de distribuição primárias compactas e também a análise de sensibilidade da taxa de juros na viabilidade econômica em redes compactas.

Referências

- 1 CELG DISTRIBUIÇÃO S. A. **Histórico da Empresa**. Disponível em: <http://www.celgd.celg.com.br>. Acesso em: 28 jan. 2010.
- 2 ALDABÓ, R. **Qualidade na Energia Elétrica**. São Paulo: Artliber, 2001. 252 p.
- 3 KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2005. 327 p.
- 4 CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRA. **Desempenho de Sistemas de Distribuição**. Rio de Janeiro: Campus, 1982. 74 p. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, v. 3)
- 5 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília, 2005. 243 p.
- 6 BARROS, P. de. História da Eletricidade. **Cadernos da Seara Nova**, Secção de Estudos de Vulgarização Científica e Técnica, Lisboa, 1939. 88 p.
- 7 HUGHES, T. **Networks of Power: Electrification in Western Society 1880-1930**. Baltimore: Johns Hopkins University Press, 1983. 474 p.
- 8 MARQUES, A.P. **Eficiência Energética e Vida Útil de Transformadores de Distribuição Imersos em Óleo Mineral Isolante**. 182 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2004.
- 9 HÉMERY, D.; DEBEIR, J. C.; DELÈAGE, J. P. **Uma História da Energia**. Brasília: Editora Universidade de Brasília, 1993. 447 p.
- 10 VELASCO, G. Del N. **Arborização Viária X Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Avaliação dos Custos, Estudo das Podas e Levantamento de Problemas**

- Fitotécnicos. 117 f. Dissertação (Mestrado) – Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2003.
- 11 EMPRESA ENERGÉTICA MATO GROSSO DO SUL. **Rede Compacta de Distribuição**. Disponível em: http://www.enersul.com.br/aescelsa/meio_ambiente.asp. Acesso em: 5 out. 2006.
- 12 SARDETO, E. **Avaliação Técnica, Econômica e de Impacto Ambiental da Implantação das Redes Compactas Protegidas em Maringá**. 71 f. Monografia (Especialização) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 1999.
- 13 COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. **Estruturas para Redes Aéreas Isoladas em Tensão Secundária de Distribuição**. Norma Técnica de Distribuição nº 18, revisão 1, 2001.
- 14 ROCHA, R. C. C.; BERRÊDO, R. C.; BERNIS, R. A. O. et al. New Technologies, Standards, and Maintenance Methods in Spacer Cable Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 17, n. 2, abr. 2002.
- 15 CECCHETTI, E. et al. **Compact Lines for Urban Áreas: A New Solution**. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 1989.
- 16 COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Redes Compactas**. Disponível em: <http://www.copel.com/pagcopel.nfs/docs>. Acesso em: 10 out. 2006.
- 17 CHAI, X.; LIANG, X.; ZENG, R. **Flexible Compact AC Transmission System: A New Mode for Large-capacity and Long-distance Power Transmission**. Power Engineering Society General Meeting – IEEE, 2006.
- 18 PALERMO Jr. A. Planejamento da Arborização Urbana Visando a Eletrificação e as Redes de Distribuição. In: ENCONTRO NACIONAL DE ARBORIZAÇÃO URBANA, 3., 1987, Maringá. **Anais...** Maringá: Prefeitura do Município de Maringá, 1987.

- 19 BOCCUZZI, C. V.; BRUNHEROTO, P. A.; MARTINS, M. J. et al. Implantação de Redes Subterrâneas em Condomínios Residenciais. **Eletricidade Moderna**, v. 25, n. 275, fev. 1997.
- 20 COSTA, E. L.; SILVA, F. L.; OLIVEIRA, J. S. et al. **Novas Tecnologias Incorporadas aos Padrões de Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição: Transformadores Pedestal, Redes Subterrâneas em Condomínios e Medição Eletrônica**. Apresentado ao Enershow 99 – Feira e Congresso, 1999.
- 21 PIRELLI. **Conheça o Cabo que Não Tem Medo de Impacto**. Revista Pirelli Club, número 14, maio/junho de 2001.
- 22 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Disposições Relativas à Continuidade da Distribuição de Energia Elétrica às Unidades Consumidoras**. Resolução nº 24, de 27 de janeiro de 2000.
- 23 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Disposições Relativas à Conformidade dos Níveis de Tensão de Energia Elétrica em Regime Permanente**. Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001.
- 24 CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo: Edgard Blücher, 1977. 211 p.
- 25 MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade**. Norma Regulamentadora nº 10. Portarias nº 598 de 07/12/2004 e nº 126 de 03/06/2005.
- 26 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. NBR Norma Brasileira NBR 5410, Rio de Janeiro, 2004.
- 27 SOARES, M. R.; BRITTO, F. R.; NISHIMURA, F.; CICARELLI, L. D. **Spacer Cable and ABC Distribution Lines a Long: Term Analysis**. **IEEE Transactions on Power Delivery**, ago. 1996.

- 28 ALTWEGG, J.; DUPRAZ, J.P.; MARTIN, J.; BAUDART, C. O Telediagnóstico como Ferramenta de Otimização da Manutenção. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE), 15., 1999, Foz do Iguaçu, PR.
- 29 KARDEC, A.; NASCIF, J. **Manutenção: Função Estratégica**. 2. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2003. 368 p.
- 30 FÁTIMA, M. **Estudo dos Impactos Ambientais da Interação da Rede de Distribuição de Energia Elétrica com a Arborização Urbana nos Municípios da Região Metropolitana do Recife**. 143 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.
- 31 BRITO, M. L. S.; CASTRO, P. M. Viabilidade Econômica de Redes de Distribuição Protegidas. **Revista da Sociedade Brasileira de Arborização Urbana**, v. 2, n. 1, 2007.
- 32 COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. **Crerios de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas**. Norma Técnica de Distribuição Nº 08, 1996.
- 33 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Disposições Relativas às Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica**. Resolução nº 456, de 29 de Novembro de 2000.
- 34 WIKIPÉDIA, A Enciclopédia Livre. **Goiânia**. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Goi%C3%A2ni>. Acesso em: 26 fev. 2009.
- 35 PREFEITURA MUNICIPAL DE GOIÂNIA. **Dados Gerais**. Disponível em: <http://goiania.go.gov.br/index1.htm>. Acesso em: 26 fev. 2009.
- 36 AGÊNCIA MUNICIPAL DO MEIO AMBIENTE DE GOIÂNIA. **Arborização Urbana**. Disponível em: <http://www.goiania.go.gov.br/shtml/amma/arborizacao.shtml>. Acesso em: 26 fev. 2009.

- 37 COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. **Orientações para Despacho de Serviço.** Instrução de Operação da Distribuição nº 02, 2008.
- 38 BUARQUE, C. **Avaliação Econômica de Projetos.** 4. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1989.
- 39 ABREU, P. F. S. de; STEPHAN, C. **Análise de Investimentos.** Rio de Janeiro: Editora Campos Ltda., 1982.
- 40 CAMARGO, I. **Noções Básicas de Engenharia Econômica: Aplicações ao Setor Elétrico.** Brasília: Editora Itamarati, 1998.
- 41 GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira.** 7. ed. São Paulo: Editora Harbra, 1991.
- 42 MF – Ministério da Fazenda. Disponível em: [http:// www.receita.fazenda.gov.br](http://www.receita.fazenda.gov.br). Acesso em: 3 nov. 2009.

Apêndice A

Outras informações sobre os trinta e um circuitos inspecionados são apresentadas na Tabela A1.

Tabela A1 – Circuitos inspecionados

Circuito	Bairro	Cidade	Potência (kVA)	Tipo de Rede	Qtde de Postes	Extensão da Rede (metros)	Qtde de Árvores	Qtde de Consumidores
C1	Bairro dos Aeroviários	Goiânia	75,00	Compacta	11	308,00	0	48
C2	Jardim Novo Mundo	Goiânia	45,00	Compacta	14	414,00	13	50
C3	Setor Central	Goiânia	112,50	Compacta	12	231,00	2	69
C4	Setor Oeste	Goiânia	75,00	Compacta	16	281,00	5	39
C5	Setor Pedro Ludovico	Goiânia	112,50	Compacta	27	763,00	2	127
C6	Setor Sul	Goiânia	75,00	Compacta	10	228,00	2	22
C7	Setor Urias Magalhães	Goiânia	75,00	Compacta	27	812,00	36	100
C8	Bairro Rodoviário	Goiânia	75,00	Compacta	39	1182,00	2	38
C9	Bairro São Francisco	Goiânia	45,00	Compacta	25	803,00	26	80
C10	Conjunto Riviera	Goiânia	112,50	Convencional	27	769,00	20	94
C11	Jardim América	Goiânia	112,50	Convencional	32	935,00	29	128
C12	Jardim Balneário Meia Ponte	Goiânia	112,50	Convencional	31	1009,00	17	137
C13	Jardim Europa	Goiânia	112,50	Convencional	23	684,00	4	55
C14	Jardim Goiás	Goiânia	112,50	Convencional	24	689,00	9	70
C15	Jardim Pompéia	Goiânia	112,50	Convencional	60	1924,00	48	140
C16	Jardim São Judas Tadeu	Goiânia	75,00	Compacta	25	856,00	20	93
C17	Jardim Vitória	Goiânia	75,00	Convencional	29	859,00	16	92
C18	Jardim Vitória	Goiânia	75,00	Compacta	45	1508,00	9	39
C19	Parque Oeste Industrial	Goiânia	112,50	Convencional	54	1615,00	10	87
C20	Setor Bueno	Goiânia	75,00	Compacta	16	416,00	7	12
C21	Setor Central	Goiânia	75,00	Compacta	19	414,00	24	45
C22	Setor Coimbra	Goiânia	112,50	Convencional	16	362,00	6	63
C23	Setor Jaó	Goiânia	112,50	Compacta	17	503,00	23	31
C24	Setor Marista	Goiânia	45,00	Convencional	6	173,00	0	6
C25	Setor Oeste	Goiânia	112,50	Compacta	33	870,00	20	52
C26	Setor Santa Genoveva	Goiânia	112,50	Compacta	19	609,00	6	13
C27	Setor Urias Magalhães	Goiânia	75,00	Convencional	33	943,00	17	74
C28	Vila Bethel	Goiânia	45,00	Convencional	26	729,00	10	13
C29	Vila João Vaz	Goiânia	112,50	Convencional	47	1631,00	39	129
C30	Vila Pedroso	Goiânia	75,00	Convencional	27	821,00	22	130
C31	Vila Santa Helena	Goiânia	75,00	Convencional	28	763,00	21	96
Total					818	24.104,00	465	2.172

Nota: Qtde corresponde à quantidade.

Apêndice C:

Os valores das quedas de tensão dos circuitos C1, C2, C3, C4, C5, C6 e C7 são apresentados nas Tabelas de C1 a C7, respectivamente.

Cabe ressaltar que o fator de potência dos consumidores objeto deste trabalho normalmente não se enquadra no valor estabelecido pela legislação vigente. Assim sendo, um fator de potência menor é de certa forma mais realista, o que pode justificar a diferença dos fatores de potência adotados para a rede convencional e para a compacta.

Tabela C1 – Queda de tensão no circuito C1

Cálculo de Queda de Tensão - C1 (Rede Compacta)								
Potência do Transformador: 75 kVA			Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,90	
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total $(C/2 + D) \times B$		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,30	2,94	2,45	1,18	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,0460	0,0460
T - B	0,56	1,47	21,56	12,49	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,4882	0,4882
B - C	0,72	0,00	0,00	0,00	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0000	0,4882
B - D	0,12	0,00	11,76	1,41	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,1037	0,5919
B - E	0,12	0,00	9,80	1,18	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,0460	0,5342
E - F	0,56	0,00	1,96	1,10	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0807	0,6148
E - G	0,63	3,43	4,41	3,86	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,2836	0,8178
E - H	0,13	0,00	0,00	0,00	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,0000	0,5342
Cálculo de Queda de Tensão - C1 (Rede Convencional)								
Potência do Transformador: 75 kVA			Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,92	
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total $(C/2 + D) \times B$		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,30	2,94	2,45	1,18	3#1/0(2) CA	0,0473	0,0556	0,0556
T - B	0,56	1,47	21,56	12,49	3#1/0(2) CA	0,0473	0,5905	0,5905
B - C	0,72	0,00	0,00	0,00	3#2(2) CA	0,0703	0,0000	0,5905
B - D	0,12	0,00	11,76	1,41	3#2(2) CA	0,0703	0,0992	0,6898
B - E	0,12	0,00	9,80	1,18	3#1/0(2) CA	0,0473	0,0556	0,6462
E - F	0,56	0,00	1,96	1,10	3#2(2) CA	0,0703	0,0772	0,7233
E - G	0,63	3,43	4,41	3,86	3#2(2) CA	0,0703	0,2713	0,9174
E - H	0,13	0,00	0,00	0,00	3#1/0(2) CA	0,0473	0,0000	0,6462

Tabela C2 – Queda de tensão no circuito C2

Cálculo de Queda de Tensão - C2 (Rede Compacta)								
Potência do Transformador: 45 kVA		Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,90		
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,43	1,96	3,43	1,90	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,0741	0,0741
A - B	0,20	0,00	3,43	0,69	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0504	0,1246
B - C	0,32	0,00	0,00	0,00	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0000	0,1246
B - D	0,41	0,00	1,47	0,60	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0443	0,1689
T - E	1,48	9,80	11,76	24,66	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,9641	0,9641
E - F	0,92	5,39	1,47	3,83	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,1498	1,1139
E - G	0,64	2,45	0,00	0,78	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0576	1,0217
Cálculo de Queda de Tensão - C2 (Rede Convencional)								
Potência do Transformador: 45 kVA		Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,92		
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,43	1,96	3,43	1,90	3#1/0(2) CA	0,0473	0,0897	0,0897
A - B	0,20	0,00	3,43	0,69	3#2(2) CA	0,0703	0,0482	0,1379
B - C	0,32	0,00	0,00	0,00	3#2(2) CA	0,0703	0,0000	0,1379
B - D	0,41	0,00	1,47	0,60	3#2(2) CA	0,0703	0,0424	0,1803
T - E	1,48	9,80	11,76	24,66	3#1/0(2) CA	0,0473	1,1663	1,1663
E - F	0,92	5,39	1,47	3,83	3#1/0(2) CA	0,0473	0,1812	1,3475
E - G	0,64	2,45	0,00	0,78	3#2(2) CA	0,0703	0,0551	1,2214

Tabela C3 – Queda de tensão no circuito C3

Cálculo de Queda de Tensão - C3 (Rede Compacta)								
Potência do Transformador: 112,5 kVA			Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,90	
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,10	0,00	26,40	2,64	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,1032	0,1032
T - B	1,46	19,80	8,58	26,98	3x1x70+50 mm ²	0,0391	1,0549	1,0549
B - C	0,46	0,00	0,00	0,00	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0000	1,0549
B - D	0,28	4,62	0,00	0,65	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,0253	1,0802
Cálculo de Queda de Tensão - C3 (Rede Convencional)								
Potência do Transformador: 112,5 kVA			Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,92	
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,10	0,00	26,40	2,64	3#1/0(2) CA	0,0473	0,1249	0,1249
T - B	1,46	19,80	8,58	26,98	3#1/0(2) CA	0,0473	1,2762	1,2762
B - C	0,46	0,00	0,00	0,00	3#2(2) CA	0,0703	0,0000	1,2762
B - D	0,28	4,62	0,00	0,65	3#1/0(2) CA	0,0473	0,0306	1,3068

Tabela C4 – Queda de tensão no circuito C4

Cálculo de Queda de Tensão - C4 (Rede Compacta)								
Potência do Transformador: 75 kVA			Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,90	
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,30	0,00	21,83	6,55	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,2561	0,2561
A - B	0,38	0,00	3,54	1,35	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,0526	0,3087
A - C	0,17	0,00	10,62	1,81	3x1x25+25 mm ²	0,1072	0,1935	0,4496
T - D	0,16	7,08	15,34	3,02	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,1181	0,1181
D - E	0,17	0,00	10,03	1,71	3x1x25+25 mm ²	0,1072	0,1828	0,3009
D - F	0,41	0,00	5,31	2,18	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,0851	0,2032
F - G	0,60	0,00	5,31	3,19	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,2342	0,4374
G - H	0,68	3,54	1,77	2,41	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,1769	0,6143

Cálculo de Queda de Tensão - C4 (Rede Convencional)								
Potência do Transformador: 75 kVA			Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,92	
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,30	0,00	21,83	6,55	3#1/0(2) CA	0,0473	0,3098	0,3098
A - B	0,38	0,00	3,54	1,35	3#1/0(2) CA	0,0473	0,0636	0,3734
A - C	0,17	0,00	10,62	1,81	3#2(2) CA	0,0703	0,1269	0,4367
T - D	0,16	7,08	15,34	3,02	3#1/0(2) CA	0,0473	0,1429	0,1429
D - E	0,17	0,00	10,03	1,71	3#2(2) CA	0,0703	0,1199	0,2628
D - F	0,41	0,00	5,31	2,18	3#1/0(2) CA	0,0473	0,1030	0,2459
F - G	0,60	0,00	5,31	3,19	3#2(2) CA	0,0703	0,2240	0,4698
G - H	0,68	3,54	1,77	2,41	3#2(2) CA	0,0703	0,1692	0,6391

Tabela C5 – Queda de tensão no circuito C5

Cálculo de Queda de Tensão - C5 (Rede Compacta)								
Potência do Transformador: 112,5 kVA		Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,90		
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,56	7,00	25,90	16,46	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,6437	0,6437
A - B	1,78	23,80	0,00	21,18	3x1x35+50 mm ²	0,0735	1,5569	2,2006
T - C	0,34	0,00	74,20	25,23	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,9864	0,9864
C - D	0,87	18,20	28,70	32,89	3x1x35+50 mm ²	0,0735	2,4171	3,4035
D - E	0,32	1,40	7,00	2,46	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,1811	3,5846
E - F	0,05	0,00	0,00	0,00	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0000	3,5846
E - G	0,30	0,00	2,10	0,63	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0463	3,6309
E - H	0,37	4,90	0,00	0,91	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0666	3,6513
D - B'	1,14	14,70	0,00	8,38	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,6159	4,0194
C - I	0,34	0,00	27,30	9,28	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,3629	1,3493
I - J	0,71	4,20	4,20	4,47	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,1749	1,5242
I - K	0,91	11,90	7,00	11,78	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,8662	2,2155
K - H'	0,32	0,00	0,00	0,00	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0000	2,2155
Cálculo de Queda de Tensão - C5 (Rede Convencional)								
Potência do Transformador: 112,5 kVA		Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,92		
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,56	7,00	25,90	16,46	3#1/0(2) CA	0,0473	0,7787	0,7787
A - B	1,78	23,80	0,00	21,18	3#2(2) CA	0,0703	1,4891	2,2678
T - C	0,34	0,00	74,20	25,23	3#1/0(2) CA	0,0473	1,1933	1,1933
C - D	0,87	18,20	28,70	32,89	3#2(2) CA	0,0703	2,3119	3,5052
D - E	0,32	1,40	7,00	2,46	3#2(2) CA	0,0703	0,1732	3,6784
E - F	0,05	0,00	0,00	0,00	3#2(2) CA	0,0703	0,0000	3,6784
E - G	0,30	0,00	2,10	0,63	3#2(2) CA	0,0703	0,0443	3,7227
E - H	0,37	4,90	0,00	0,91	3#2(2) CA	0,0703	0,0637	3,7421
D - B'	1,14	14,70	0,00	8,38	3#2(2) CA	0,0703	0,5890	4,0942
C - I	0,34	0,00	27,30	9,28	3#1/0(2) CA	0,0473	0,4390	1,6323
I - J	0,71	4,20	4,20	4,47	3#1/0(2) CA	0,0473	0,2116	1,8439
I - K	0,91	11,90	7,00	11,78	3#2(2) CA	0,0703	0,8285	2,4608
K - H'	0,32	0,00	0,00	0,00	3#2(2) CA	0,0703	0,0000	2,4608

Tabela C6 – Queda de tensão no circuito C6

Cálculo de Queda de Tensão - C6 (Rede Compacta)								
Potência do Transformador: 75 kVA			Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,90	
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,77	13,60	11,90	14,40	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,5630	0,5630
T - B	0,37	20,40	25,50	13,21	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,5165	0,5165
B - C	0,55	10,20	5,10	5,61	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,2194	0,7358
C - D	0,25	0,00	0,00	0,00	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0000	0,7358
B - E	0,47	0,00	3,40	1,60	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,1175	0,6339
Cálculo de Queda de Tensão - C6 (Rede Convencional)								
Potência do Transformador: 75 kVA			Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,92	
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,77	13,60	11,90	14,40	3#1/0(2) CA	0,0473	0,6811	0,6811
T - B	0,37	20,40	25,50	13,21	3#1/0(2) CA	0,0473	0,6248	0,6248
B - C	0,55	10,20	5,10	5,61	3#1/0(2) CA	0,0473	0,2654	0,8901
C - D	0,25	0,00	0,00	0,00	3#2(2) CA	0,0703	0,0000	0,8901
B - E	0,47	0,00	3,40	1,60	3#2(2) CA	0,0703	0,1123	0,7371

Tabela C7 – Queda de tensão no circuito C7

Cálculo de Queda de Tensão - C7 (Rede Compacta)								
Potência do Transformador: 75 kVA		Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,90		
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,59	0,00	32,64	19,26	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,7530	0,7530
A - B	1,01	8,96	1,92	6,46	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,4751	1,2281
A - C	0,63	1,92	16,00	10,68	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,7853	1,5383
C - D	1,29	6,40	1,92	6,60	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,4855	2,0238
C - E	0,75	3,20	0,00	1,20	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0882	1,6265
T - F	0,58	3,20	43,52	26,17	3x1x70+50 mm ²	0,0391	1,0232	1,0232
F - G	1,43	23,68	1,28	18,76	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,7336	1,7568
F - H	0,59	0,00	0,00	0,00	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,0000	1,0232
F - I	0,96	12,80	5,76	11,67	3x1x70+50 mm ²	0,0391	0,4564	1,4797
I - E'	0,42	5,12	0,00	1,08	3x1x35+50 mm ²	0,0735	0,0790	1,5587
Cálculo de Queda de Tensão - C7 (Rede Convencional)								
Potência do Transformador: 75 kVA		Tensão Primária: 13,8 kV		Tensão Secundária: 380/220 V		FP: 0,92		
Trecho		Carga			Condutores	Queda de tensão		
Designação	Comprimento	Distribuída no trecho	Acumulada no fim do trecho	Total (C/2 + D) x B		Unitária	No Trecho (E x G)	TOTAL
A	B	C	D	E	F	G	H	I
	100m	kVA	kVA	kVAx100m	AWG / mm ²	%	%	%
T - A	0,59	0,00	32,64	19,26	3#1/0(2) CA	0,0473	0,9109	0,9109
A - B	1,01	8,96	1,92	6,46	3#2(2) CA	0,0703	0,4544	1,3653
A - C	0,63	1,92	16,00	10,68	3#2(2) CA	0,0703	0,7511	1,6620
C - D	1,29	6,40	1,92	6,60	3#2(2) CA	0,0703	0,4643	2,1263
C - E	0,75	3,20	0,00	1,20	3#2(2) CA	0,0703	0,0844	1,7464
T - F	0,58	3,20	43,52	26,17	3#1/0(2) CA	0,0473	1,2378	1,2378
F - G	1,43	23,68	1,28	18,76	3#1/0(2) CA	0,0473	0,8874	2,1252
F - H	0,59	0,00	0,00	0,00	3#1/0(2) CA	0,0473	0,0000	1,2378
F - I	0,96	12,80	5,76	11,67	3#1/0(2) CA	0,0473	0,5522	1,7900
I - E'	0,42	5,12	0,00	1,08	3#2(2) CA	0,0703	0,0756	1,8656

O diagrama ilustra a configuração física do circuito C7. Os pontos A, B, C, D, E, E', F, G, H, I representam os locais de instalação dos equipamentos ou pontos de medição. O transformador T está conectado entre os pontos A e F. As linhas de transmissão conectam os pontos de acordo com as tabelas: A-B, A-C, C-D, C-E, T-A, F-G, F-H, F-I, e I-E'.

Apêndice D:

Para realizar as medições, foram utilizados medidores MARH-VI, da RMS Sistemas Eletrônicos. A Figura D1 apresenta o medidor instalado no transformador de um dos circuitos levantados.

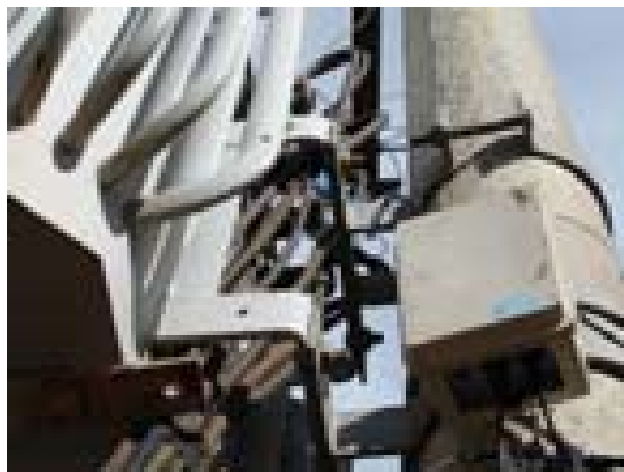


Figura D1 – Medidor MARH-VI instalado

O medidor MARH-VI é um medidor e registrador de grandezas em tempo real para sistemas elétricos monofásicos, bifásicos e trifásicos em baixa, média e alta tensão. Possui três canais de entrada para sinais de tensão e três canais de entrada para sinais de corrente.

Indica no mostrador alfanumérico os valores de tensão, corrente, fator de potência, potências, energia, etc. Registra os valores medidos na memória de massa para que posteriormente os dados possam ser transferidos, via RS232, para o computador e então analisados na forma de gráficos e relatórios através do programa de análise ANAWIN. Estes gráficos e relatórios irão relacionar os diversos valores com o horário em que ocorreram. Desta forma será possível analisar o comportamento das variáveis no período de medição, máximos e mínimos das mesmas, quando ocorreram, etc.

A programação dos parâmetros de registro, realizada via teclado do MARH-VI ou através do PC, permite que o usuário ajuste o equipamento para a situação específica em que o mesmo será usado.

Os circuitos internos do MARH-VI são alimentados diretamente pela entrada do sinal de medição de tensão podendo esta variar entre 90 e 300 Vca.

Segue abaixo as principais características técnicas dos medidores MARH-VI.

Características gerais:

- Temperatura: 0 a 50 °C (ou especial: 0 a 60 °C);
- Armazenamento: - 20 a + 70 graus Celsius;
- Umidade: 0% a 95% sem condensação.

Alimentação externa:

- Tensão CA: de 90 a 300 V, frequência de 50 ou 60 Hz;
- Consumo CA: 2,5 VA a 8 VA (variação em função da tensão de alimentação);
- Isolamento Rede: 2 kV_{rms} - 60 Hz - 1 minuto.

Alimentação interna ('Retenção de Dados'):

- Bateria recarregável de Lítio, autonomia de 300 dias em falta de energia.

Correntes:

- 0 a 999.9 kA_{rms}, via alicates.

Tensões:

- Entre 0 e 300 V_{rms} direto (entre as garras N e A, N e B e N e C);
- Entre 0 e 999,9 kV_{rms}, via TP's com tensão secundária máx. de 300 V_{rms}.

Circuitos de medição:

- Exatidão: Classe 0,5 para Tensões e Correntes e Classe 1 para Potências (NBR 14519);
- Consumo TP: 1,0 VA por entrada (máximo em 300 V_{rms});
- Impedância típica das entradas de Alicates para Corrente: 3,9 kΩ;
- Sobrecarga permanente: 1,2 I_n (1,2 vezes a corrente nominal);

Apêndice E:

Os fluxos de caixa líquidos de cada um dos sete transformadores analisados encontram-se nas Tabelas E1 a E7, especificando o trimestre de cada fluxo de caixa e o tipo de rede de distribuição.

Tabela E1 – Valores exatos do fluxo de caixa líquido para o circuito C1

Trimestre	Fluxo de Caixa Líquido para o Circuito C1			
	Horário de Ponta		Horário Fora de Ponta	
	Rede Convencional	Rede Compacta	Rede Convencional	Rede Compacta
0	0,00	-4.958,80	0,00	-4.958,80
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	-279,06	-86,37	-279,06	-86,37
4	-698,99	-129,56	-666,76	-129,56
5	-104,40	0,00	-92,40	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00
7	-279,06	-86,37	-279,06	-86,37
8	-418,59	-129,56	-418,59	-129,56
9	0,00	0,00	0,00	0,00
10	-4,97	0,00	-4,40	0,00
11	-279,06	-86,37	-279,06	-86,37
12	-418,59	-129,56	-418,59	-129,56
13	0,00	0,00	0,00	0,00
14	-159,09	0,00	-140,81	0,00
15	-279,06	-86,37	-279,06	-86,37
16	-1.194,17	-129,56	-1.105,02	-129,56

Tabela E2 – Valores exatos do fluxo de caixa líquido para o circuito C2

Trimestre	Fluxo de Caixa Líquido para o Circuito C2			
	Horário de Ponta		Horário Fora de Ponta	
	Rede Convencional	Rede Compacta	Rede Convencional	Rede Compacta
0	0,00	-6.665,40	0,00	-6.665,40
1	-1.119,27	-531,37	-1.062,04	-506,74
2	-382,87	0,00	-339,45	0,00
3	-269,94	-90,54	-239,38	-80,28
4	-1.344,89	-314,08	-1.262,06	-314,08
5	-1.405,64	-515,91	-1.350,78	-510,84
6	-743,34	0,00	-659,11	0,00
7	-211,33	0,00	-187,35	0,00
8	-614,18	-314,08	-614,18	-314,08
9	-921,27	-471,12	-921,27	-471,12
10	-163,68	0,00	-145,10	0,00
11	-1.415,21	0,00	-1.254,84	0,00
12	-3.139,65	-314,08	-2.853,46	-314,08

Tabela E3 – Valores exatos do fluxo de caixa líquido para o circuito C3

Trimestre	Fluxo de Caixa Líquido para o Circuito C3			
	Horário de Ponta		Horário Fora de Ponta	
	Rede Convencional	Rede Compacta	Rede Convencional	Rede Compacta
0	0,00	-3.719,10	0,00	-3.719,10
1	-379,56	-125,63	-379,56	-125,63
2	-569,35	-188,45	-569,35	-188,45
3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	-379,56	-125,63	-379,56	-125,63
6	-569,35	-188,45	-569,35	-188,45
7	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	-64,67	0,00	-52,22
9	-646,24	-125,63	-594,85	-125,63
10	-569,35	-188,45	-569,35	-188,45
11	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00
13	-379,56	-125,63	-379,56	-125,63
14	-569,35	-188,45	-569,35	-188,45
15	-102,06	0,00	-82,36	0,00
16	-903,32	0,00	-729,42	0,00

Tabela E4 – Valores exatos do fluxo de caixa líquido para o circuito C4

Trimestre	Fluxo de Caixa Líquido para o Circuito C4			
	Horário de Ponta		Horário de Fora Ponta	
	Rede Convencional	Rede Compacta	Rede Convencional	Rede Compacta
0	0,00	-4.521,10	0,00	-4.521,10
1	-481,17	-204,15	-481,17	-204,15
2	-2.923,35	-306,23	-2.447,95	-306,23
3	-89,32	0,00	-70,03	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	-565,85	-204,15	-547,56	-204,15
6	-721,75	-306,23	-721,75	-306,23
7	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00
9	-855,84	-204,15	-774,93	-204,15
10	-2.078,90	-306,23	-1.785,85	-306,23
11	-751,65	0,00	-589,35	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela E5 – Valores exatos do fluxo de caixa líquido para o circuito C5

Trimestre	Fluxo de Caixa Líquido para o Circuito C5			
	Horário de Ponta		Horário Fora de Ponta	
	Rede Convencional	Rede Compacta	Rede Convencional	Rede Compacta
0	0,00	-12.284,3	0,00	-12.284,3
1	-1.436,42	-243,41	-1.251,36	-243,41
2	-1.639,30	-365,12	-1.530,42	-365,12
3	-1.583,96	0,00	-1.066,11	0,00
4	-1.245,79	0,00	-838,35	0,00
5	-1.428,60	-243,41	-1.246,10	-243,41
6	-1.306,06	-365,12	-1.306,06	-365,12
7	-112,32	0,00	-75,52	0,00
8	-184,72	0,00	-124,40	0,00
9	-1.071,07	-243,41	-1.005,63	-243,41
10	-1.306,06	-599,63	-1.306,06	-522,95
11	-223,81	0,00	-150,70	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00
13	-870,71	-243,41	-870,71	-243,41
14	-1.629,44	-365,12	-1.523,62	-365,12
15	-385,92	0,00	-259,65	0,00
16	-4.643,29	0,00	-3.125,00	0,00

Tabela E6 – Valores exatos dos fluxo de caixa líquido para o circuito C6

Trimestre	Fluxo de Caixa Líquido para o Circuito C6			
	Horário de Ponta		Horário Fora de Ponta	
	Rede Convencional	Rede Compacta	Rede Convencional	Rede Compacta
0	0,00	-3.670,80	0,00	-3.670,80
1	-317,69	-164,89	-317,69	-164,89
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	-39,83	0,00	-31,01
4	-317,69	-227,02	-317,69	-201,12
5	-476,54	-164,89	-476,54	-164,89
6	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00
8	-317,69	-109,93	-317,69	-109,93
9	-476,54	-164,89	-476,54	-164,89
10	0,00	0,00	0,00	0,00
11	-575,17	0,00	-447,77	0,00
12	-427,67	-109,93	-472,72	-109,93

Tabela E7 – Valores exatos do fluxo de caixa líquido para o circuito C7

Trimestre	Fluxo de Caixa Líquido para o Circuito C7			
	Horário de Ponta		Horário Fora de Ponta	
	Rede Convencional	Rede Compacta	Rede Convencional	Rede Compacta
0	0,00	-13.073,20	0,00	-13.073,20
1	-872,66	0,00	-872,66	0,00
2	-1.214,09	0,00	-873,62	0,00
3	-2.062,29	-777,35	-1.887,90	-777,35
4	-2.325,21	-1.166,02	-2.212,94	1.166,02
5	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00
7	-1.381,55	-777,35	-1.381,55	-777,35
8	-2.072,33	-1.166,02	-2.072,33	-1.166,02
9	-118,12	0,00	-118,12	0,00
10	-585,70	0,00	-539,72	0,00
11	-1.833,07	-777,35	-1.644,93	-777,35
12	-2.096,47	-1.345,11	-2.085,76	-1.307,88
13	0,00	0,00	0,00	0,00
14	-336,29	0,00	-336,29	0,00
15	-1.677,00	-777,35	-1.545,84	-777,35
16	-4.425,16	-1.166,02	-3.936,59	1.166,02
17	0,00	0,00	0,00	0,00
18	-1.170,86	0,00	-927,71	0,00
19	-3.249,60	-777,35	-2.861,74	-777,35
20	-2.072,33	-1.166,02	-2.072,33	-1.166,02