

FACULDADE INDEPENDENTE DO NORDESTE - FAINOR
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DIRLEI DOS ANJOS SANTOS

**ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: INSTALAÇÃO
DE BANCO DE CAPACITORES, RECONDUTORAMENTO E
RECONFIGURAÇÃO DO SISTEMA**

VITÓRIA DA CONQUISTA – BA

NOVEMBRO - 2013

DIRLEI DOS ANJOS SANTOS

**ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: INSTALAÇÃO
DE BANCO DE CAPACITORES, RECONDUTORAMENTO E
RECONFIGURAÇÃO DO SISTEMA**

Monografia apresentada à Faculdade Independente do Nordeste – FAINOR, como requisito do curso de Engenharia Elétrica, para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Danilo Brito Almeida, Esp.

VITÓRIA DA CONQUISTA – BA

NOVEMBRO – 2013

S237a

Santos, Dirlei dos Anjos

Alternativas para redução de perdas técnicas em redes de distribuição de energia elétrica: instalação de banco de capacitores, recondutoramento e reconfiguração do sistema./ Dirlei dos Anjos Santos_ _ Vitória da Conquista, 2013.
94 f; il.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica)
Orientador (a): Prof. Danilo Brito Almeida

1. Confiabilidade. 2. Qualidade de energia. 3. Redução de perdas. I. Título.

CDD: 621.312

Catálogo na fonte: Biblioteca da Fainor

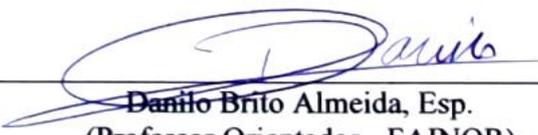
DIRLEI DOS ANJOS SANTOS

ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: INSTALAÇÃO DE BANCO DE
CAPACITORES, RECONDUTORAMENTO E RECONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

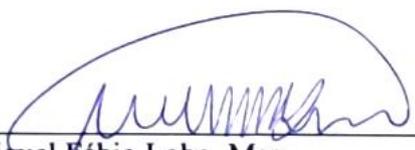
Monografia apresentada à Faculdade Independente do Nordeste – FAINOR, como requisito
do curso de Engenharia Elétrica, para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 12 de dezembro de 2013

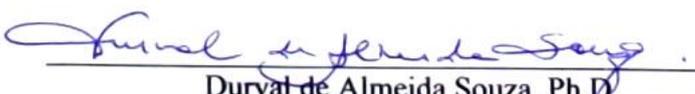
BANCA EXAMINADORA:



Danilo Brito Almeida, Esp.
(Professor Orientador - FAINOR)



Miguel Fábio Lobo, Msc.
(Coordenador do Curso - FAINOR)



Durval de Almeida Souza, Ph.D.
(Convidado - IFBA)

VITÓRIA DA CONQUISTA – BA

NOVEMBRO – 2013

Dedico esta monografia de fim de curso à minha mãe M^a Cristina, ao meu pai Daniel (em memória), aos meus filhos Rafik, Rebeca e Letícia, à minha companheira Suelene e aos meus irmãos e amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus digno de toda a honra e glória, por me conceder a vida e a sabedoria para trilhar em todos os caminhos. Ao meu pai Daniel Andrade Santos (em memória), à minha mãe M^a Cristina dos Anjos Santos, aos meus filhos Rafik, Rebeca e Letícia, por serem a razão da minha existência, à minha companheira Suelene por acreditar no meu potencial, ao Professor Wilton Lacerda, por ser um mestre exemplar e pela sua conduta em sala de aula, ao Professor Danilo Brito Almeida que me apoiou e me orientou para o desenvolvimento e realização deste trabalho, ao Professor José Thomas, pelas suas histórias motivadoras, ao Professor Durval de Almeida, meu grande guru da sabedoria a quem sou muito grato pelos ensinamentos e apoio, também ao amigo e colega de trabalho Henrique Passos Santos pelos incentivos durante a realização do meu curso. Muito obrigado!

RESUMO

As perdas elétricas no sistema de distribuição de energia são compostas por perdas técnicas, inerentes ao transporte da energia na rede e por perdas comerciais, resultado da diferença entre a energia injetada e a faturada, processadas na comercialização devido aos erros de medição, fraudes e furtos. As concessionárias têm como objeto, pela concessão de um serviço público, a distribuição da energia dentro de padrões de qualidade determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica em função do novo modelo do setor elétrico brasileiro, que exige a eficiência dos processos de planejamento e projetos, que quando desenvolvidos adequadamente reduzem o grau de investimento, melhorando a qualidade do fornecimento. Para atender o mercado crescente com um nível mínimo de qualidade, as concessionárias são obrigadas a investirem nos sistemas elétricos, porém os altos custos de novas linhas de distribuição, associados à capacidade das geradoras, resultam na busca de novas alternativas para atender a demanda com qualidade e confiabilidade. Assim, o sistema elétrico de potência, que compreende a cadeia de produção, transporte e consumo de energia, depende de redes eficientes e de qualidade, adequadas ao novo aparato regulatório fiscalizado pela ANEEL, que exige uma estimativa das perdas o mais próximo da realidade, obrigando as empresas a investirem em métodos eficientes para o cálculo das perdas na distribuição, por meio de ferramentas dedicadas e equipes específicas para o combate às ligações clandestinas. Devido ao alto desenvolvimento cultural, as perdas não técnicas de energia em outros países não é uma realidade, ao contrário do Brasil, com altos níveis de perdas de energia em função da falta de investimento do governo, porém observa-se que as distribuidoras buscam estratégias para melhorar a utilização das redes de energia, embora algumas tenham limites de investimento para melhorar os seus sistemas. A regulação é algo recente no país, iniciada no segundo ciclo de revisão tarifária em 2007 quando foram apurados valores elevados de perdas totais das distribuidoras, da ordem de 17,5%, sendo que 4,2% foram na transmissão e o restante na distribuição. É comum obter resultados das perdas acima de 10% na distribuição, devido à seção inadequada dos condutores, idade das redes, desbalanceamento das cargas, fator de potência inadequado, entre outros. As técnicas apresentadas neste trabalho como alternativas para a redução das perdas elétricas melhoram o sistema elétrico como um todo, assim a primeira alternativa é a instalação de bancos de capacitores, que promovem nos sistemas de distribuição uma boa redução das perdas e em alguns casos a extinção do excedente de potência reativa, reduzindo a corrente do alimentador, possibilitando o suprimento de cargas adicionais, além de promover a elevação da tensão ao longo do alimentador. A segunda alternativa consiste no recondutoramento da rede principal dos alimentadores de distribuição, substituindo os condutores em condições precárias ou sem capacidade de condução, favorecendo para a melhoria do sistema, confiabilidade, flexibilidade e segurança. Por fim a terceira alternativa consiste na reconfiguração do sistema elétrico, por meio de chaves de manobra automatizadas, possibilitando o equilíbrio da potência capacitiva entre os alimentadores interligados. Este trabalho foi baseado nos cálculos dos fluxos de potência e observação do referencial teórico, por meio de livros, artigos e trabalhos acadêmicos relacionados ao assunto abordado, sendo que para cada Estudo de Caso, foram comparados os aspectos técnico-econômicos, comprovando a viabilidade de cada uma das alternativas, conforme exigência da ANEEL e os critérios financeiros da concessionária.

Palavras-chave: Confiabilidade. Qualidade de energia. Redução de perdas

ABSTRACT

Electrical losses in the power distribution system are composed of technical losses inherent in the transport of energy in the power grid and commercial losses, resulting from the difference between the injected and the energy billed processed in marketing due to measurement errors, fraud and theft. The electricity concessionaires have as object the granting of a public service, the distribution of energy within quality standards determined by the National Electric Energy Agency due to the new model of the Brazilian electricity sector which requires the efficiency of planning processes and projects which when developed properly reduce investment grade improving the quality of supply. To meet the growing market with a minimum level of quality utilities are required to invest in electrical systems, but the high cost of new distribution lines associated with the generating capacity, resulting in the search for new alternatives to meet the demand with quality and reliability. Thus, the electric power system, comprising the chain of production, transport and consumption of energy, depends on efficient grids and quality appropriate to the new regulatory framework supervised by ANEEL, which requires an estimate of the losses closer to reality, forcing companies to invest in efficient methods for calculating the losses in distribution through dedicated tools and special teams to combat illegal connections. Due to the high cultural development, non-technical energy losses in other countries is not a reality, unlike Brazil, with high levels of energy losses due to the lack of government investment, but it is observed that the distributors seeking strategies to improve the use of energy grid, although some investment limits to improve their systems. The regulation is a recent phenomenon in the country, started in the second tariff review in 2007 when high values of total loss of distributors the order of 17.5 % were calculated and 4.2% were in the transmission and the rest of the distribution. It is common to obtain overall result of the losses above 10 % in distribution due to inadequate section of drivers, age of grids, unbalanced loads and inadequate power factor, among others. The techniques presented in this work as alternatives to reducing electrical losses improve the electrical system as a whole, so the first alternative is the installation of capacitor banks which provide us a good distribution system loss reduction and in some cases extinction the surplus of reactive power by lowering the current feeder, allowing the supply of additional charges, as well as promoting the rise of the voltage along the feeder. The second alternative is replace conductors the main feeder distribution system replacing drivers in disrepair or without driving ability, favoring to improve the system reliability, flexibility and security. Finally, the third alternative is the reconfiguration of the electrical system, by means of automated maneuver keys, allowing the balance of power between the capacitive interconnected power grids. This work was based on calculations of power flow and observation of the theoretical framework, through books, articles and academic papers related to the subject matter covered and for each case study, the technical and economic aspects were compared proving the feasibility of each of the alternatives as required by ANEEL and financial criteria of the electricity concessionaires.

Keywords: Reduction of losses. Reliability Power quality

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional	19
Figura 2 – Regulador Monofásico instalado em poste ligação delta fechado	22
Figura 3 – Esquema de ligação de banco de reguladores de tensão - conexão delta fechado ..	23
Figura 4 – Diagrama de fasores na conexão delta fechado	23
Figura 5 – Banco de capacitores montado em poste de um SDMT	25
Figura 6 – Os dez maiores agentes – receita por fornecimento.....	28
Figura 7 – Os dez maiores agentes – consumo de energia elétrica	29
Figura 8 – Percentuais de perdas sobre a energia passante da Coelba	38
Figura 9 – Percentuais de perdas sobre a energia injetada da Coelba	38
Figura 10 – Percentuais de perdas sobre a energia passante da Eletropaulo.....	39
Figura 11 – Percentuais de perdas sobre a energia injetada da Eletropaulo.....	40
Figura 12 – Triângulo de potência e o efeito capacitivo	47
Figura 13 – Representação genérica de um sistema interligado.....	52
Figura 14 – Chave telecomandada 15 kV – modelo Artech	53
Figura 15 – Rede elétrica convencional sem recurso	53
Figura 16 – Patamares utilizados no planejamento	55
Figura 17 – Perdas de energia: estudo de caso 1	58
Figura 18 – Perdas de demanda: estudo de caso 1	58
Figura 19 – Potência reativa: estudo de caso 1.....	58
Figura 20 – Fator de potência: estudo de caso 1	59
Figura 21 – Topologia rede estudada atual: estudo de caso 1	59
Figura 22 – Topologia rede com capacitores 600kVAr simulados: estudo de caso 1.....	64
Figura 23 – Topologia rede com capacitor 1200kVAr simulado – estudo de caso 1.....	66
Figura 24 – Perdas de energia: estudo de caso 2	70
Figura 25 – Perdas de demanda: estudo de caso 2	70
Figura 26 – Potência reativa: estudo de caso 2.....	71
Figura 27 – Fator de potência: estudo de caso 2	71
Figura 28 – Topologia rede: estudo de caso 2.....	73
Figura 29 – Topologia rede atual: estudo de caso 3	77
Figura 30 – Topologia reconfigurada: estudo de caso 3.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Empreendimentos da geração em operação no Brasil	26
Tabela 2 – Perdas técnicas da Coelba por segmento de rede e transformação.....	36
Tabela 3 – Alimentadores atípicos cujas perdas foram limitadas a 10%.	37
Tabela 4 – Percentual das perdas técnicas da Eletropaulo por segmento de rede e transformação	39
Tabela 5 – Potência nominal versus FP.....	42
Tabela 6 – Seção nominal versus FP	43
Tabela 7 – Características do alimentador XXX-01XX.....	57
Tabela 8 – Fluxo de potência atual e com 1 banco de capacitores de 600 kVAr	60
Tabela 9 – Resultados das perdas com 1 banco de capacitores de 600 kVAr.....	61
Tabela 10 – Fluxo de potência atual e com 2 bancos de capacitores de 600 kVAr	62
Tabela 11 – Resultados das perdas com 2 bancos de capacitores de 600 kVAr	63
Tabela 12 – Fluxo de potência atual e com 1 banco de capacitores de 1200 kVAr.....	65
Tabela 13 – Resultados das perdas com 1 banco de capacitores de 1200 kVAr.....	66
Tabela 14 – Análise financeira para 2 bancos de capacitores de 600 kVAr	67
Tabela 15 – Viabilidade econômica para 2 bancos de capacitores de 600 kVAr.....	68
Tabela 16 – Características do alimentador YYY-01YY	69
Tabela 17 – Fluxo de potência sem e com o recondutoramento	72
Tabela 18 – Resultados das perdas com o recondutoramento	73
Tabela 19 – Análise financeira para recondutoramento	74
Tabela 20 – Viabilidade econômica para recondutoramento	74
Tabela 21 – Características do alimentador YYY-01YY	76
Tabela 22 – Fluxo de potência atual AL ZZZ-01Z1	79
Tabela 23 – Fluxo de potência atual AL ZZZ-01Z2	79
Tabela 24 – Fluxo de potência atual – somatório das perdas AL ZZZ-01Z2.....	79
Tabela 25 – Fluxo de potência sistema reconfigurado – somatório das perdas	80
Tabela 26 – Resultados do sistema reconfigurado – somatório das perdas.....	80
Tabela 27 – Resumo comparativo das alternativas	84

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Curva de carga do alimentador XXX-01XX.....	57
Gráfico 2 – Curva de carga do alimentador XXX-01XX no período de 24 horas	58
Gráfico 3 – Resultados: (a) Demanda; (b) Energia; (c) Energia mensal; (d) FP.....	61
Gráfico 4 – Novos resultados: (a) Demanda; (b) Energia; (c) Energia mensal; (d) FP.....	63
Gráfico 5 – Curva de carga do alimentador YYY-01YY	69
Gráfico 6 – Curva de carga do alimentador YYY-01YY no período de 24 horas	70
Gráfico 7 – Resultados: (a) Demanda; (b) Energia; (c) Energia mensal; (d) FP.....	72
Gráfico 8 – Redistribuição das correntes de carga: estudo de caso 3.....	81
Gráfico 9 – Redistribuição das UCs – estudo de caso 3.....	81
Gráfico 10 – Resultados: (a) Demanda; (b) Energia; (c) Energia mensal	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
COD	Centro de Operação da Distribuição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor
GW	Gigawatts
MWh	Megawatt-hora
MW	Megawatts
MME	Ministério de Minas e Energia
MMA	Ministério do Meio Ambiente
PRODIST	Procedimentos da Distribuição
RBC	Relação Benefício Custo
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TWh	Tera Watt hora
UC	Unidade Consumidora
V	Volts
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watts
FP	Fator de Potência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	MOTIVAÇÃO.....	14
1.2	PROBLEMA	15
1.3	QUESTÃO DE PESQUISA	15
1.4	HIPÓTESES	15
1.5	OBJETIVO GERAL.....	16
1.6	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
1.7	JUSTIFICATIVA	16
1.8	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	18
2.2	CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL.....	18
2.3	PRODIST	19
2.4	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	20
2.5	RECONDUTORAMENTO.....	21
2.6	REGULADOR DE TENSÃO.....	22
2.7	BANCO DE CAPACITORES.....	24
2.8	LEGISLAÇÃO	25
2.9	GERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA.....	26
2.10	TRANSMISSÃO DA ENERGIA ELÉTRICA.....	27
2.11	DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA.....	27
2.12	COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA	29
2.13	REGULAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	30
2.13.1	Perdas Técnicas	30
2.13.2	O efeito pelicular – Skin Effect.....	31
2.13.3	Perdas não técnicas.....	32
2.14	REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SDMT	33
2.15	PERDAS DE ENERGIA NAS REDES DO SDMT	35
2.16	MÉTODOS PARA REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS	40
2.16.1	Instalação de banco de capacitores.....	41
2.16.1.1	Fator de Potência	41
2.16.1.2	Controle da energia reativa.....	43
2.16.1.3	Conseqüências da energia reativa nas redes elétricas	44
2.16.1.4	Compensação da energia reativa	45
2.16.1.5	Definição do ponto de instalação de banco de capacitores	45
2.16.2	Recondutoramento.....	47
2.16.3	Reconfiguração do SDMT.....	49
2.16.3.1	Chave de manobra	51
2.16.3.2	Chave de manobra com telecomando.....	51
3	METODOLOGIA	54
3.1	FONTES DOS DADOS	54
3.2	PROCEDIMENTOS E TÉCNICAS	54
3.3	INSTRUMENTOS DE PESQUISA	56

3.4	ESTRATÉGIA NA OBTENÇÃO DOS DADOS	56
3.5	ANÁLISE DOS DADOS	56
3.6	ANÁLISE DOS RESULTADOS	56
4	ESTUDO DE CASO	57
4.1	CASO 1 – INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES	57
4.1.1	Métodos para instalação de capacitores	60
4.1.1.1	Método da Concessionária	60
4.1.1.2	Método da regra dos dois terços	64
4.1.1.3	Análise econômica	67
4.1.1.4	Análise da viabilidade	68
4.1.1.5	Considerações finais	68
4.2	CASO 2 – RECONDUTORAMENTO	69
4.2.1	Recondutoramento	71
4.2.2	Análise econômica	74
4.2.3	Análise da viabilidade	74
4.2.4	Considerações finais	75
4.3	CASO 3 – RECONFIGURAÇÃO DO SISTEMA	76
4.3.1	Análise econômica	82
4.3.2	Análise da viabilidade	83
4.3.3	Considerações finais	83
4.4	ANÁLISE COMPARATIVA DAS ALTERNATIVAS	84
5	CONCLUSÕES	86
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	88
	REFERÊNCIAS	90

1 INTRODUÇÃO

As perdas elétricas no sistema de distribuição de energia são compostas, de acordo com a sua origem por: perdas técnicas, que são inerentes às atividades relacionadas ao transporte da energia elétrica na rede e perdas comerciais, que são o resultado da diferença entre a energia requerida, injetada ou suprida e a energia comercializada, ou faturada e são relacionadas ao processo de comercialização devido aos erros de medição, fraudes e furto da energia elétrica (MÉFFE, 2001).

As concessionárias de energia elétrica têm como objeto, pela a concessão de um serviço público, a distribuição da energia dentro dos padrões de qualidade determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), devendo procurar em seus estudos de planejamento a especificação mais eficiente para seus sistemas de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de atingir os níveis adequados para as perdas técnicas em conformidade com a legislação.

Em função do novo modelo do setor elétrico brasileiro, existe uma necessidade de otimização dos processos relacionados ao planejamento e de projetos do sistema elétrico, que quando desenvolvidos adequadamente reduz consideravelmente o grau de investimento, favorecendo o capital financeiro das empresas, melhorando a qualidade do fornecimento de energia elétrica e seus indicadores por unidade consumidora (Duração Equivalente de Interrupção - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção - FEC), que são rigidamente controlados e sujeitos às penalidades, se não atendidos dentro dos padrões.

Para atender o mercado crescente com um nível mínimo de qualidade, as concessionárias de energia elétrica são obrigadas por lei a investirem nos sistemas elétricos de distribuição cumprindo as exigências da sociedade e do órgão fiscalizador, porém os altos custos que envolvem novas linhas de distribuição, associados à capacidade das geradoras, resultam na busca de novas alternativas para atender a demanda com maior qualidade e confiabilidade. De um lado exige-se que a sociedade utilize a energia elétrica de forma racional, por outro, aliado ao conceito econômico, busca-se a operação econômica do sistema. Portanto, reduzir as perdas de energia elétrica é importante para melhorar a qualidade da energia fornecida e conseqüentemente mitigar grandes investimentos, economizando os recursos, uma vez que a redução das perdas resulta numa melhor utilização do sistema elétrico (MÉFFE, 2001).

No desafio de buscar a minimização das perdas elétricas, as distribuidoras devem identificá-las, para dar o devido tratamento quanto à natureza, origem e localização (MÉFFE, 2001).

Neste trabalho foram analisadas somente as perdas na distribuição para segmento de Média Tensão (MT), não foram consideradas aqui as perdas para os segmentos: transformador (perdas no ferro e no cobre), ramal de serviço e medidores.

Diante dessa problemática, este trabalho tem como objetivo apresentar, por meio de três estudos de casos práticos, as possibilidades de ganhos técnicos e econômicos por meio do planejamento adequado do sistema elétrico de distribuição, contemplando etapas de distribuição de energia com abordagem aos problemas relacionados com as perdas e o dimensionamento das redes de distribuição.

As abordagens foram fundamentadas nos referenciais teóricos da literatura cotidiana do setor de planejamento, aplicadas às situações práticas reais relacionadas à experiência profissional de Dirlei dos Anjos Santos, autor deste trabalho, na empresa de distribuição de energia elétrica local, Coelba, contribuindo positivamente para a formação acadêmica, conciliando a teoria com a prática, subsidiando este estudo de forma a atingir o objetivo proposto no trabalho.

1.1 MOTIVAÇÃO

No Brasil, as concessionárias de energia elétrica têm um grande desafio que é o de reduzir as perdas de energia e manter a qualidade do fornecimento dentro dos critérios estabelecidos pelo órgão fiscalizador. As perdas acarretam prejuízos financeiros para as empresas de energia elétrica e para a sociedade de modo geral. A sua redução proporciona às distribuidoras lucros e redução dos investimentos futuros no setor, para tanto, deve-se identificar as perdas por segmento, por tipo e por influencia, de forma a possibilitar a melhor análise para a tomada de decisão pela opção mais adequada de investimento no sistema elétrico. A partir deste contexto a motivação para a elaboração deste trabalho se deu pela necessidade da compreensão de como as perdas de energia influenciam no sistema elétrico de distribuição e com o intuito de identificar os métodos técnico-economicamente aplicáveis para a efetiva redução das perdas de energia elétrica.

1.2 PROBLEMA

A problemática para a elaboração deste trabalho se relaciona ao desafio de apresentar uma modelagem de alternativas viáveis para a redução das perdas elétricas nas redes de distribuição de energia, com a instalação de bancos de capacitores, recondutoramento do tronco do alimentador e da reconfiguração da topologia das redes elétricas, em busca da adequação do sistema aos padrões de qualidade estabelecidos no PRODIST, conforme legislação em vigor, uma vez que a ANEEL, que é o órgão fiscalizador do setor elétrico, impõe as regras a serem seguidas pelas distribuidoras de energia.

De acordo com o módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST (2011), as perdas de potência das redes elétricas do sistema de distribuição de média tensão (SDMT) são apuradas com base em um modelo de regressão linear múltipla, sendo considerados estudos específicos de perdas para os casos em que as características das redes defiram dos padrões típicos considerados no desenvolvimento do referido modelo.

1.3 QUESTÃO DE PESQUISA

Como reduzir as perdas elétricas nas redes de distribuição de energia, por meio de alternativas simples e de baixo custo, evitando desligamentos prolongados do sistema elétrico?

1.4 HIPÓTESES

- Hipótese 1: A instalação de banco de capacitores para a correção do fator de potência e redução da potência reativa possibilita a redução do excedente de energia reativa no sistema elétrico, adequando o fator de potência e reduzindo as perdas por consequência;
- Hipótese 2: A recondutoramento das redes de distribuição de energia para a redução do carregamento dos condutores permite a repotencialização do sistema elétrico, favorecendo ao atendimento às novas cargas, reduzindo as perdas por efeito joule;
- Hipótese 3: Reconfiguração da topologia das redes de distribuição, redistribuindo as cargas e a potência capacitiva entre os alimentadores, para equilibrar a potência capacitiva instalada no sistema elétrico.

1.5 OBJETIVO GERAL

Analisar alternativas para redução das perdas técnicas em redes de distribuição de energia elétrica, sob o ponto de vista teórico e prático.

1.6 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Sob o ponto de vista específico, visa-se a:

- Apresentar as alternativas para a redução das perdas técnicas nos alimentadores de distribuição;
- Compreender os procedimentos do módulo sete do PRODIST para a redução das perdas técnicas, conforme determinação da ANEEL;
- Conhecer os dados necessários para a avaliação do sistema de distribuição de energia elétrica, relacionados à qualidade da energia em relação às perdas elétricas.

1.7 JUSTIFICATIVA

Nos dias atuais, observa-se o constante crescimento da demanda por energia elétrica no Brasil e no mundo, o que exige uma atenção diferenciada das distribuidoras de energia elétrica, devendo criar soluções para a redução das perdas de energia, de forma a obter o melhor aproveitamento do sistema elétrico, proporcionando um ganho econômico considerável e o benefício da qualidade da energia distribuída.

As perdas nas redes de distribuição podem ser relacionadas às características das mesmas quanto aos aspectos construtivos influenciando na qualidade no fornecimento da energia entregue ao consumidor final.

Enquadra-se neste contexto:

- Circuitos de Malha com Retorno pela Terra (MRT) – cargas monofásicas tipicamente rurais;
- Cargas indutivas – geradas por motores elétricos de indução utilizados na indústria e no processo de irrigação;
- Circuitos desequilibrados – provenientes da má distribuição das cargas no alimentador;
- Redes radiais – com atendimento de cargas no final de linha;
- Redes com seção inadequada dos condutores para o tipo de carga;

- Excedente de energia reativa, entre outros.

O presente trabalho se justifica, na medida em que se estuda as perdas de energia elétrica provenientes de alimentadores de distribuição, apresentando, a partir de simulações de fluxos de potência, alternativas técnicas e economicamente viáveis para redução das perdas elétricas e conseqüentemente a melhoria da qualidade da energia.

1.8 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado seguindo a estrutura abaixo:

- No capítulo 2 apresenta o referencial teórico sobre as perdas de energia elétrica e as técnicas utilizadas para a redução das mesmas;
- No capítulo 3 apresenta-se a metodologia utilizada para o desenvolvimento das técnicas apresentadas neste trabalho;
- No capítulo 4 discorre-se, respectivamente, sobre o estudo de caso 1: Instalação de banco de capacitores; estudo de caso 2: Recondutoramento; e o estudo de caso 3: Reconfiguração do sistema elétrico, aliados à pesquisa de campo com coleta de medições de corrente, tensão e fator de potência dos alimentadores;
- No capítulo 5 são apresentadas a conclusão e as sugestões para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico de potência (SEP) geralmente é representado por geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, que compreende a cadeia de produção, transporte e consumo. Para chegar até o consumidor final, esse sistema depende de eficientes redes elétricas, projetadas para transportar e distribuir a energia com qualidade (SILVA, 2012).

Dados da Eletrobrás revelam que no Brasil, do total da geração de energia elétrica, 80% é produzida a partir de hidrelétricas, 11% por termoelétricas e o restante por outros processos (ELETROBRAS, 2013). A energia gerada é transportada em corrente alternada (60 Hertz) através de cabos elétricos, até as subestações rebaixadoras, geralmente para 13,8kV e 34,5kV, daí é rebaixada novamente para valores da ordem de 127 V, 220 V e 380 V, para então ser entregue à maioria dos consumidores finais.

Nota-se que a energia elétrica é de fundamental importância para o desenvolvimento da sociedade atual, por ter se tornado a principal fonte de luz, calor e força utilizada no mundo moderno (ELETROBRAS, 2013).

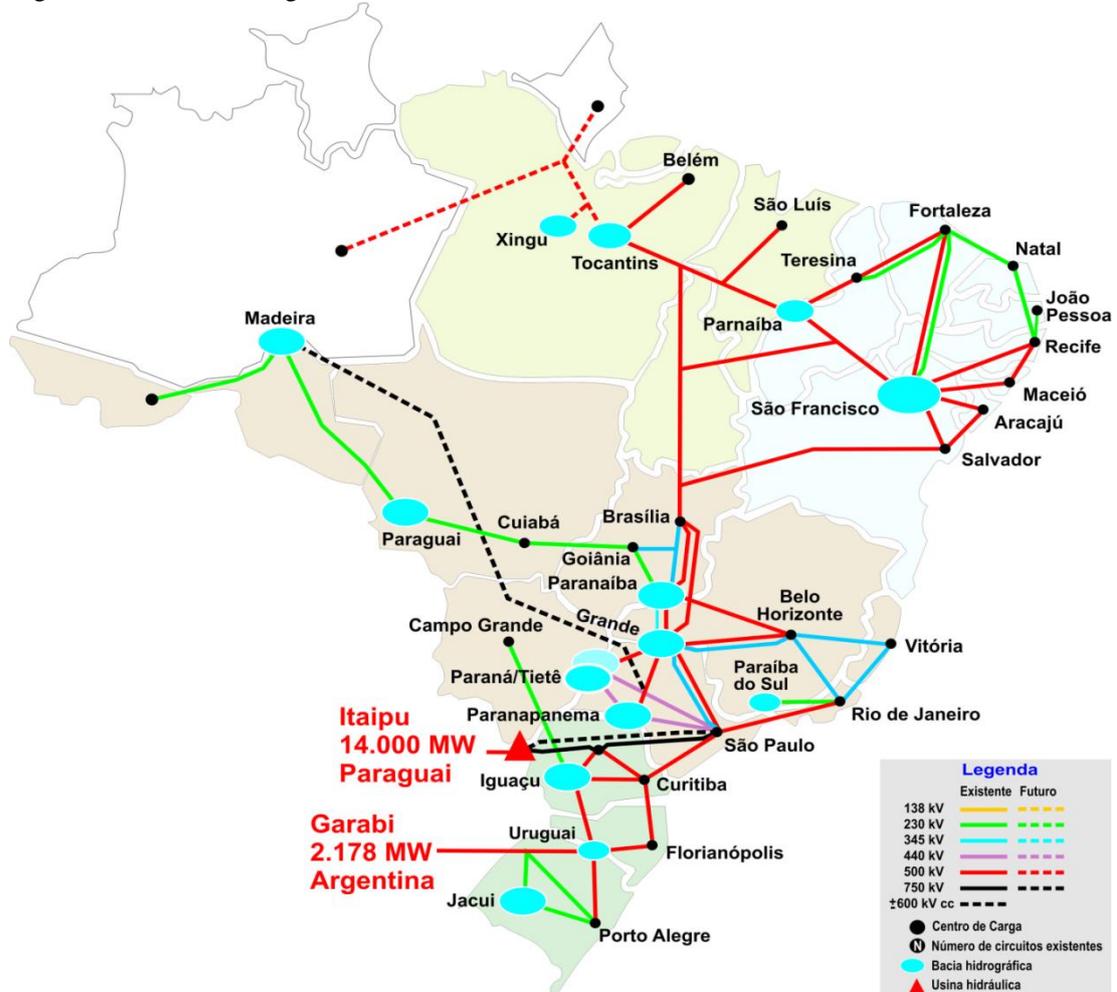
2.2 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

Conforme o Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2012), o sistema elétrico nacional opera de forma integrada para a melhor utilização possível do sistema como um todo otimizando a geração de energia e minimizando a construção de novas hidrelétricas, porém, possibilitando a continuidade do fornecimento em caso de pane em alguma parte do sistema. Tradicionalmente, o sistema de transmissão é dividido em redes de transmissão e subtransmissão, em função dos diferentes níveis de tensão das linhas aéreas. A rede primária é responsável pela transmissão de grandes blocos de energia, visando ao suprimento de grandes centros consumidores e à alimentação de eventuais consumidores de grande porte. A rede secundária (subtransmissão) é basicamente uma extensão da transmissão, porém com o objetivo de atender pequenas cidades e consumidores industriais de grande porte (ANEEL, 2008).

Ainda de acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, (2012), o Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste,

Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ANEEL, 2008), conforme Figura 1.

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional



Fonte: Operador Nacional do Sistema (2012)

2.3 PRODIST

De acordo com a ANEEL os procedimentos de distribuição – PRODIST são documentos técnicos relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, composto por 9 Módulos conforme organizado abaixo:

- Módulo 1 - Introdução
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição

- Módulo 5 - Sistemas de Medição
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos

Tem o objetivo de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, conforme abaixo:

- Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- Estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
- Assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;
- Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

2.4 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica se adequam à topologia das cidades, ramificando-se pelas ruas e avenidas, usando o termo sistema malhado ou rede malhada quando existem várias ramificações, favorecendo as conexões entre as subestações e interligações entre os alimentadores próximos, sendo, as distribuidoras de energia elétrica, responsáveis pela conexão, atendimento e entrega efetiva da energia ao consumidor final.

O relatório da pesquisa da ABRADDEE revela que no Brasil existem mais de 69 milhões de Unidades Consumidoras (UC), termo que corresponde ao conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega com medição individualizada e correspondente a um único consumidor. Do total de UC's brasileiras, 85% são residenciais (ABRADDEE, 2012).

Afirma-se, por tanto, que o setor de distribuição é um dos mais regulados e fiscalizados do setor elétrico e de prestação de serviço público sob contrato com a ANEEL, conforme as determinações do PRODIST (o qual dispõe sobre: disciplinas, condições, responsabilidades, penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica) estabelecendo a cada ano novos critérios para apuração dos indicadores de qualidade. Oliveira (2009), em seu trabalho cita que o sistema de distribuição de Média Tensão (SDMT) é o segmento que transporta a energia elétrica até os consumidores finais. Os principais dados para os cálculos das perdas elétricas nas redes são: a topologia do alimentador e a carga. Muitos trabalhos pesquisados calculam as perdas a partir de simulações de fluxo de potência ou por topologias predominantes por região ou por valores médios de resistência em função da extensão da rede. Os índices de perdas de energia elétrica nos alimentadores de média tensão variam entre 0,5 e 2,5%.

As concessionárias de energia elétrica, para uma estimativa mais próxima da realidade têm investido em softwares que utilizam métodos eficientes para o cálculo das perdas técnicas, além de estruturar equipes específicas no combate às ligações clandestinas e correção do cadastro dos clientes, com foco na redução das perdas não técnicas (MARTINHO, 2011).

Conforme Oliveira (2009), a grande dificuldade encontrada pelas empresas distribuidoras na obtenção das perdas elétricas de forma consistente é a quantidade de dados exigida por grande parte dos métodos encontrados na literatura. A dinâmica das cargas nos sistemas de distribuição dificulta ainda mais a atualização desses dados e a caracterização das cargas é um fator muito importante para o cálculo das perdas elétricas.

2.5 RECONDUTORAMENTO

O recondutoramento das redes de distribuição é um processo que consiste na substituição dos condutores existentes em uma rede elétrica, geralmente no circuito principal, denominado por tronco do alimentador, que já se encontram em condições precárias ou sem capacidade para suprir a demanda da rede. É um método relativamente barato, por se aproveitar uma boa parte dos postes e a faixa de servidão, porém requer uma série de cuidados para não comprometer os indicadores de qualidade determinados pela ANEEL. As práticas utilizadas durante um recondutoramento são: manobras de pequenos blocos de cargas para isolar o local onde ocorrerá a intervenção; e em alguns casos, são instalados geradores para

manter a continuidade do fornecimento em trechos que não interligados com outros alimentadores. Quando não for possível aplicar tais técnicas, faz-se o desligamento programado, com data, hora de início e de término determinados, conforme critérios estabelecidos pelo órgão fiscalizador (COELBA, 2012).

2.6 REGULADOR DE TENSÃO

Conforme definição da ITB (2013), O regulador de tensão é um autotransformador com isolamento adequada ao sistema a ser instalado, permite a comutação sob carga da derivação do enrolamento, de acordo com os parâmetros de ajustes inseridos nos controladores para elevar ou abaixar a tensão de saída com regulação entre -10% a +10%. Normalmente os reguladores de tensão possuem 32 degraus com variação de 0,625% a cada TAP, para compensar a tensão saída dentro dos valores desejados. O ajuste é feito por meio do comutador que avança 16 degraus positivamente e muda o sentido de comutação por meio de uma chave reversora que permite a mudança da relação de transformação. A utilização dos reguladores de tensão nas redes de distribuição possibilita o controle constante da tensão no lado da carga ao longo do alimentador, compensando as variações de tensões do lado. Geralmente são instalados em pontos estratégicos e definidos conforme fluxo de potência, compensando a queda de tensão e o rendimento dos bancos de capacitores instalados no mesmo alimentador. A Figura 2 ilustra um exemplo de banco de banco de reguladores montado em poste de uma rede de distribuição de 13,8 kV.

Figura 2 – Regulador Monofásico instalado em poste ligação delta fechado

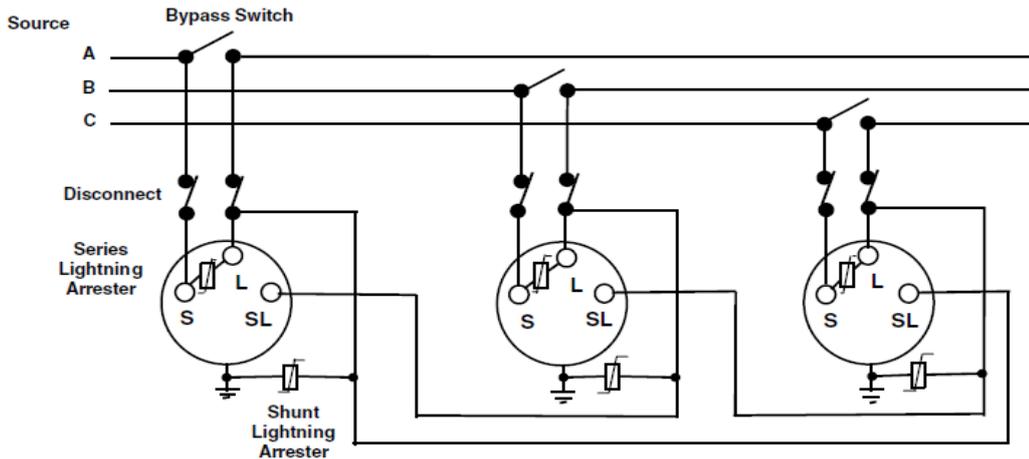


Fonte: Adaptada do Google Earth (2013)

Os reguladores de tensão podem ser montados de quatro maneiras: monofásico isolado, delta aberto, delta fechado e estrela aterrada (ITB, 2013). A conexão representada na

Figura 2 é do tipo delta fechado, que possibilita, teoricamente, uma compensação da tensão do lado carga de até 15%. A Figura 3 ilustra o esquema de ligação do banco de reguladores na conexão delta fechado.

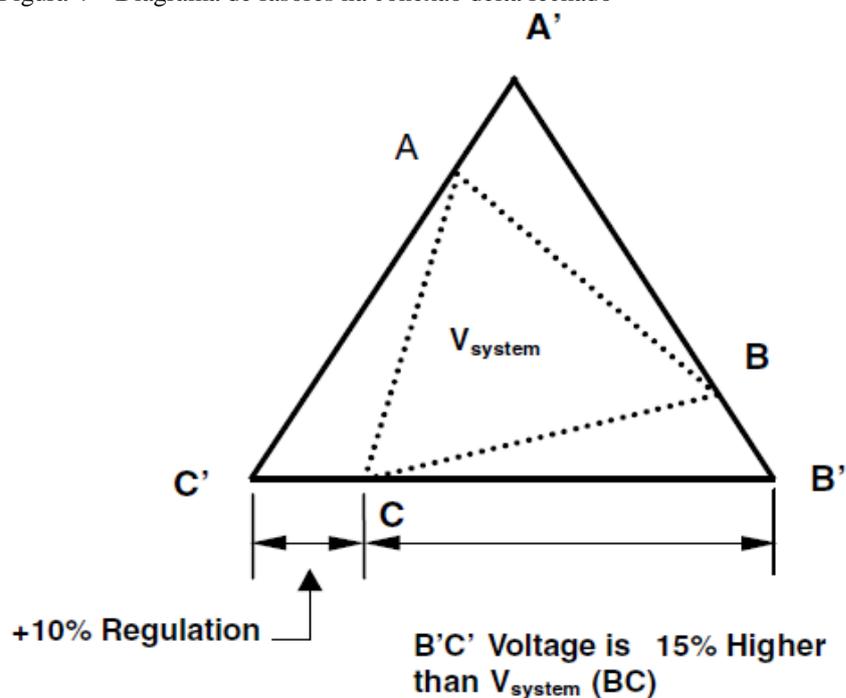
Figura 3 – Esquema de ligação de banco de reguladores de tensão - conexão delta fechado



Fonte: Adaptada de Harlow (2004)

A Figura 4 mostra o diagrama de fasores com a compensação de 15% na tensão de carga, com um banco de reguladores de tensão na conexão delta fechado

Figura 4 – Diagrama de fasores na conexão delta fechado



Fonte: Adaptada de Harlow (2004)

2.7 BANCO DE CAPACITORES

Os bancos de capacitores promovem nos sistemas de distribuição de energia elétrica a redução das perdas elétricas e em alguns casos a extinção do excedente de potência reativa gerada pelas cargas indutivas, em especial motores elétricos, ou outras cargas com um fator de potência muito baixo, como reatores e lâmpadas eletrônicas. Os capacitores podem também reduzir a corrente no alimentador, compensando as perdas de energia e possibilitando o suprimento de cargas adicionais, além de reduzir significativamente as perdas de energia ao longo das redes de distribuição, promovendo a elevação da tensão no alimentador (MARTINHO, 2011).

Ainda de acordo com as definições de Martinho (2011), a aplicação correta dos bancos de capacitores, obedecendo aos critérios da engenharia e especificações normativas, pode melhorar amplamente a eficiência do sistema elétrico como um todo e conseqüentemente melhorar a qualidade da tensão fornecida, devido à redução das perdas elétricas ao longo de uma rede elétrica, porém se instalados indevidamente, sem um critério e sem uma análise técnica adequada, pode piorar significativamente a qualidade do sistema elétrico.

Esses equipamentos podem ser utilizados para corrigir o fator de potência, adequando aos mínimos valores determinados pela ANEEL e conseqüentemente a qualidade da energia distribuída, evitando penalidades previstas nas normas e leis que regem o setor elétrico. Normalmente instalam-se bancos de capacitores nas barras das subestações e ao longo das redes de distribuição em pontos estrategicamente definidos de forma a se obter o melhor resultado para uma redução eficaz das perdas elétricas ao longo de uma rede. De acordo com a empresa TLA Capacitores (2013), o capacitor é um dispositivo cujo objetivo primário é introduzir capacitância em um circuito elétrico; e um banco de capacitores é o conjunto de unidades ou células capacitivas e de seus equipamentos de montagem (chave de manobra, dispositivos de proteção e de controle) necessários para ser incorporado ao sistema elétrico.

A Figura 5 ilustra um banco automático de capacitores, com potência de 600 kVAr, instalado em poste de um alimentador de distribuição, tensão nominal de 13,8 kV, urbano da cidade de Vitória da Conquista, no qual é possível observar os dispositivos de manobra, de proteção e a caixa que reserva o controlador do banco, além do transformador auxiliar necessário para alimentação do controle. O banco ilustrado é composto de três células capacitivas de 200 kVAr cada uma, na conexão estrela com neutro flutuante, sendo aterrada apenas a carcaça do equipamento, por questões de segurança.

Figura 5 – Banco de capacitores montado em poste de um SDMT



Fonte: Adaptada do Google Earth (2013)

2.8 LEGISLAÇÃO

As concessões de distribuição são regidas por leis, regulamentos e por contratos de concessão. As principais leis que praticamente estabelecem o marco regulatório do Setor Elétrico são as leis federais nº 8.987, 9.074, 9.427, 10.438, 10.847, 10.848. A Lei 8.987 estabelece os condicionantes para o regime das concessões e requisitos dos contratos de concessão dos serviços públicos. A Lei 9.074 regulamenta itens do regime de concessões para a energia elétrica. A lei 9.427 dispõe sobre a criação e atribuições da ANEEL. A Lei 10.438 dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. A Lei 10.848 Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. A Lei 10.848 dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional (SIN), dar-se-á mediante

contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento (MÉFFE, 2001; OLIVEIRA, 2009).

A regulamentação do setor elétrico é diferenciada para cada segmento, uma vez que o setor atualmente é desverticalizado e dividido em geração, transmissão, distribuição e comercialização, o segmento que está sujeito a uma maior regulamentação é a transmissão e a distribuição (LIMA, 2011).

2.9 GERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

O Brasil conta com 1.768 usinas de geração de energia elétrica com capacidade de 104.816 MW. Desconsiderando a participação do Paraguai na usina de Itaipu, são 159 hidrelétricas, 1.042 térmicas, 320 PHC, 2 nucleares, 227 centrais geradoras e 1 solar. Os dados foram apresentados no Banco de Informações de Geração (BIG), conforme o Atlas de Energia Elétrica do Brasil em sua 3ª edição. O segmento de geração de energia conta com mais de 1.100 agentes regulados entre concessionárias de serviço público de geração, comercializadores, autoprodutores e produtores independentes. (ANEEL, 2008).

O segmento de geração de energia elétrica no Brasil é competitivo, porque os geradores de energia têm liberdade para negociação dos seus preços, seja diretamente com consumidores livres ou por meio de leilões regulados (ABRADEE, 2012). A Tabela 1 mostra os empreendimentos em operação no país.

Tabela 1 – Empreendimentos da geração em operação no Brasil

Empreendimentos de geração em operação no Brasil		
Tipo	Quantidade	Potência Instalada (kW)
Micro Usinas Hidrelétricas (menor que 1MW)	385	228.866
Central Geradora Eolielétrica (Eólica)	79	1.638.232
Pequena Central Hidrelétrica (entre 1 MW e 30 MW)	418	4.020.623
Usina Fotovoltaica (Solar)	8	1.494
Usina Hidrelétrica de Energia (maior que 30 MW)	199	78.826.649
Usina Termelétrica de Energia (Fósseis ou Biomassa)	1.570	32.143.273
Usina Termonuclear (Nuclear)	2	2.007.000
Total	2.661	118.866.137

Fonte: Adaptada da ABRADEE (2012)

2.10 TRANSMISSÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

O segmento da transmissão é responsável em transportar grandes quantidades de energia elétrica a partir das usinas geradoras. No Brasil, esse segmento conta com 77 concessionárias, responsáveis pela administração e operação de mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão espalhadas pelo país (ABRADEE, 2012).

É um segmento caracterizado por monopólio natural das redes sendo que para novos empreendimentos é necessário todo um processo de leilões autorizados pela ANEEL e sua operação é feita pela ONS, sendo composto por 63 concessionárias, as quais são responsáveis pela administração e operação das linhas de transmissão de tensões de 230 kV. Diferentemente do segmento de geração, a transmissão de energia tem seus preços regulados pela ANEEL, sendo assim as empresas não são livres para praticar seus próprios preços (ABRADEE, 2012).

De acordo com a ABRADEE (2012): “[...] o primeiro contrato de comercialização de energia elétrica, nos moldes do novo modelo, ocorreu em 1999, dois anos após a criação da ANEEL. [...]”.

De acordo com Queiroz, (2010), Pelo fato das diferenças econômicas que envolvem toda a cadeia de produção de energia elétrica, foi implantada uma divisão no setor elétrico distinguindo suas atribuições reguladas. A nova divisão abrange: os geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores.

Em relação às perdas na transmissão, tem-se indícios de que as primeiras discussões sobre o assunto se deram em 1881, quando William Thomson¹ mencionou algo sobre a condução de energia de forma econômica, formulando a Lei de Kelvin de Transmissão de Potência, que discute sobre a melhor seção dos condutores para transmissão em relação às perdas de energia (QUEIROZ, 2010).

2.11 DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

A distribuição de energia elétrica se dá em de redes de distribuição que compõe o sistema de distribuição de média tensão (SDMT), também se trata de um monopólio das redes

¹ Matemático e físico irlandês, nascido em Belfast, County Antrim, hoje na Irlanda do Norte. A partir dos descobrimentos sobre a natureza do calor, realizados separadamente por Jean-Baptiste-Joseph Fourier e James Joule, construiu uma teoria unitária dos fenômenos associados às trocas energéticas entre diversos componentes dos sistemas físicos e foi recompensado pela rainha Vitória com título de *Lord Kelvin de Largs*, Escócia (1892). Patenteou cerca de 70 invenções e é considerado o maior cientista e inventor britânico.

dentro da área de concessão, as tarifas são reguladas pela metodologia *price-cap* que tem o preço estabelecido pela ANEEL.

A distribuição possui dois tipos de clientes:

- Os cativos, que podem comprar a energia onde estiver conectado;
- Os livres que são atendidos em qualquer tensão, porém com carga superior a 3,0 MW e que tenha a opção de compra total ou parcial de energia de outras distribuidoras.

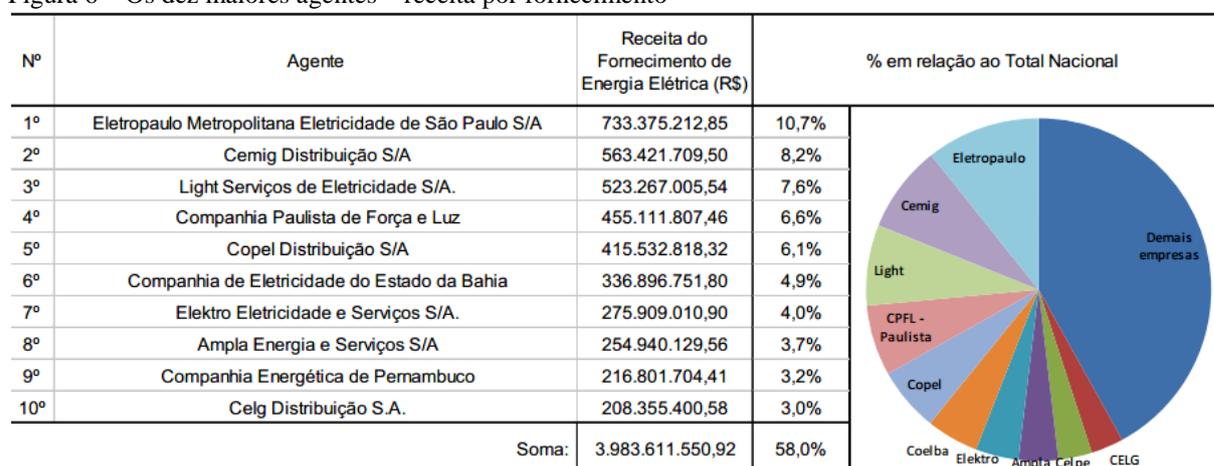
As concessionárias, por sua vez devem investir nas redes para manter os padrões exigidos pelo órgão fiscalizador que analisa os investimentos e determina as novas tarifas de energia. A revisão tarifária se dá a cada 3, 4 ou 5 anos (ANEEL, 2008).

De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2008), a definição para rede de distribuição é: “conjunto de instalações de distribuição de energia elétrica, com tensão inferior a 230 KV ou instalações em tensão igual ou superior, quando especificamente definidas pela ANEEL”.

Foi divulgado pela ANEEL no seu relatório das informações gerenciais de março de 2013, as dez maiores empresas de energia elétrica do segmento da distribuição que tiveram as melhores receitas no mesmo ano e os maiores consumos. A Figura 6 ilustra a tabela com o resultado das dez empresas que lideram o ranking de receita por fornecimento e a Figura 7 ilustra a tabela das dez maiores empresas que apresentaram os maiores consumos de energia elétrica (MWh).

O conteúdo do relatório das informações gerenciais pode ser acessado no site da ANEEL: www.aneel.gov.br

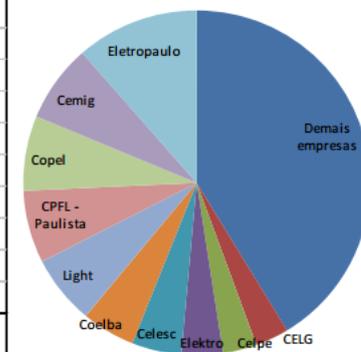
Figura 6 – Os dez maiores agentes – receita por fornecimento



Fonte: ANEEL (2012)

Figura 7 – Os dez maiores agentes – consumo de energia elétrica

Nº	Agente	Consumo de Energia Elétrica (MWh)	% em relação ao Consumo Nacional
1º	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	3.146.630	11,5%
2º	Cemig Distribuição S/A	1.992.533	7,3%
3º	Copel Distribuição S/A	1.928.753	7,0%
4º	Companhia Paulista de Força e Luz	1.868.121	6,8%
5º	Light Serviços de Eletricidade S/A.	1.772.771	6,5%
6º	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	1.366.570	5,0%
7º	Celesc Distribuição S.A.	1.270.608	4,6%
8º	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	1.062.875	3,9%
9º	Companhia Energética de Pernambuco	862.236	3,1%
10º	Celg Distribuição S.A.	856.608	3,1%
Soma:		16.127.705	58,7%



Fonte: ANEEL (2012)

2.12 COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

A Resolução nº 265 de 13 de agosto de 1998 da ANEEL regula o agente de comercialização, definido como pessoa jurídica constituída exclusivamente para este fim. O comercializador, sob autorização explícita da ANEEL, pode comprar e vender energia elétrica, bem como representar agentes compradores e vendedores em suas operações de compra e venda (ANEEL, 1998).

Em 1995 foi criada a Lei nº 9.074, de 7 de julho, denominada de Lei das Concessões, sendo o ponto de início da reforma do Setor Elétrico Brasileiro. A Lei cria a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE, que passa a ser o agente que, por meio de contrato de concessão de uso de bem público, pode comercializar energia com outros agentes do setor (CASA CIVIL, 1995).

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, conseqüentemente alterada pelas Leis nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e nº 10.438, de 26 de abril de 2002, dar poder à ANEEL de autorizar a exploração de aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e inferior a 30.000 kW e, aproveitamentos de fontes eólica, solar, biomassa e cogeração qualificada, podendo estes geradores comercializar livremente sua produção com todos os agentes membros da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e com qualquer consumidor com carga igual ou superior a 500 kW, independentemente dos prazos e limites de carga e de tensão, estabelecidos pela Lei nº 9.074 (ANEEL, 1996).

Outra atribuição dada à ANEEL pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, é a de autorizar a comercialização de energia pelo autoprodutor de energia elétrica, caracterizado por ser consumidor de energia elétrica e ao mesmo tempo possuir geração própria superior ao seu

requisito, ainda que em caráter eventual e temporário. Nesta categoria, enquadram-se os produtores sucroalcooleiros, grandes indústrias proprietárias de centrais geradoras e cogeneradores, que utilizam turbogeradores que produzem junto com vapor ou calor requeridos por processos industriais específicos e a energia elétrica excedente às suas necessidades, que pode ser então comercializada livremente (CASA CIVIL, 1998).

Por fim, introduziu-se o consumidor livre também pela Lei nº 9.074, que nas condições de subclasse, tensão e quantidade demandada definidas pela lei, estão autorizados a adquirir energia de agentes outros que não a concessionária de distribuição em cuja área está localizado (CASA CIVIL, 1995).

2.13 REGULAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com Méffe (2001) em outros países as perdas não técnicas de energia elétrica não é uma realidade, devido ao alto desenvolvimento sócio-cultural, embora na Europa exista um movimento para a redução dessas perdas. No Brasil os altos níveis de perdas de energia se dão em função da falta de investimento por parte do governo em melhorias e no desenvolvimento socio-cultural do país, porém pode-se observar que as empresas vem buscando estratégias para melhorar a utilização das redes de energia, embora algumas tenham limites de investimento para melhorar os seus sistemas enquanto que outras apresentam constantes e crescentes investimentos no setor, contribuindo para a diminuição das perdas e melhoria da qualidade da energia distribuída.

A regulação é algo recente no Brasil, tendo início ainda no segundo ciclo de revisão tarifária periódica das distribuidoras em 2007, quando foram apurados altos índices de perdas totais das distribuidoras. Razão pela qual, foi desenvolvida pela ANEEL uma metodologia para o cálculo das perdas de energia elétrica das distribuidoras, regulamentada no Módulo 7 – Cálculo das Perdas na Distribuição do PRODIST, determinando a aplicação dos cálculos das perdas totais para o período de um ano antes da revisão tarifária e a manutenção desses níveis durante todo o ciclo de revisão (ANEEL 2006).

2.13.1 Perdas Técnicas

As perdas técnicas são consequências de fenômenos físicos associados ao transporte da energia elétrica até os consumidores, devido às características dos materiais utilizados no

circuito, tais como condutores, chaves, estruturas, entre outros. Durante o transporte e utilização da energia elétrica, uma parcela é dissipada nos condutores e transformadores. As perdas ocorrem nos mais diversos equipamentos elétricos e são classificadas em dois grupos:

- Perdas ativas: são as perdas resultantes do efeito Joule existente em todos os condutores. Pode ser calculada pela Equação 1, porém, nos sistemas de corrente alternada, o efeito pelicular pode contribuir para o aumento das perdas (BERNARDES, 2011). Este assunto é tratado no item 2.13.2 deste capítulo:

$$\text{Perdas} = RI^2 \quad (1)$$

- Perdas reativas: ocorrem nas reatâncias dos equipamentos. Nos sistemas de transmissão em corrente alternada as reatâncias armazenam energia em cada meio ciclo, para em seguida devolver essa mesma energia à fonte, porém não será efetivamente perdida, sendo contudo necessária para o funcionamento dos componentes. Embora não cause perdas de forma direta, também as influenciam, uma vez que contribui para o aumento da corrente nas linhas. Os motores elétricos são um exemplo de cargas que consomem uma energia reativa significativa contribuindo para o aumento da componente reativa na rede (BERNARDES, 2011).

2.13.2 O efeito pelicular – Skin Effect

Segundo Costa (2011), em função do aumento da frequência da corrente elétrica no SEP, ocorre o aumento da resistência aparente dos condutores originando o efeito pelicular. Caso a corrente elétrica seja igualmente distribuída em um sistema de corrente contínua não ocorre o efeito pelicular. Mas, nos sistemas de corrente alternada o efeito pelicular acontece, porque à medida que aumenta a frequência da corrente nos condutores, o campo magnético no centro do condutor também aumenta, aumentando a reatância, fazendo com que a corrente se desloque para a periferia dos condutores reduzindo a área de condução e conseqüentemente aumentando a sua resistência.

A partir das Equações 2 e 3, pode se chegar a Equação 4, uma vez que se relaciona as resistências AC e DC:

$$R_{DC} = \rho x \frac{l}{S_{real}} \quad (2)$$

$$R_{AC} = \rho \times \frac{l}{S_{aparente}} \quad (3)$$

$$\frac{R_{AC}}{R_{DC}} = \frac{S_{real}}{S_{aparente}} \quad (4)$$

Logo:

$$R_{AC} = \frac{S_{real}}{S_{aparente}} \times R_{DC} \quad (5)$$

Como: S_{real} e $S_{aparente}$ são determinados pelas Equações 6 e 7:

$$S_{real} = \pi R^2 \quad (6)$$

$$S_{aparente} = \pi R^2 - \pi r^2 \quad (7)$$

E:

$$r = R - e \quad (8)$$

Então:

$$e = \frac{3,16 \times 10^{-3}}{2\pi} \times \sqrt{\frac{\rho}{f \times km}} \quad (9)$$

Onde:

r é a resistividade dos condutores;

f é a frequência;

km é a permeabilidade relativa.

2.13.3 Perdas não técnicas

As perdas não técnicas, são também denominadas de perdas comerciais e se relacionam com os aspectos comerciais e administrativos dos sistemas elétricos e tem

representação devido aos erros de medição, furto de energia, ligações clandestinas, fraudes, erros de ligação, desvio de ligação antes da medição, entre outros (MÉFFE, 2001; MARTINHO, 2011).

As perdas não técnicas, segundo a Efficientia (2011), “correspondem à energia efetivamente entregue, mas não faturada”. Vale ressaltar que as perdas globais no Brasil atingiram somente em 2003, 16,8% da energia distribuída, sendo que as perdas não técnicas correspondem a 51% deste valor.

2.14 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SDMT

O SDMT opera nas tensões entre 2,3 kV e 44 kV e são projetadas de forma a atender um mercado pré analisado pelas concessionárias de energia elétrica obedecendo as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e das empresas, que por sua vez são fiscalizadas pela ANEEL (EFFICIENTIA, 2011).

O PRODIST no seu módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, estabelece as diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, subsidiando a definição dos pontos de conexão das instalações dos acessantes, as informações necessárias para os estudos de planejamento do sistema de distribuição e os critérios básicos para troca de informações entre os diversos agentes envolvidos no planejamento do sistema de distribuição, além de subsidiar os estudos da ANEEL para definição de regulamentos específicos (ANEEL, 2008)

No planejamento das redes de distribuição de energia elétrica deve-se desenvolver os estudos de previsão da demanda compatível com os planos diretores municipais e os planos regionais de desenvolvimento, considerando as solicitações de acesso e os pedidos de fornecimento, bem como os acréscimos de carga, ponderando o risco de sua não consecução, compreendendo periodicidade (horizontes de abrangência, coleta de informações e pontos de interesse). Ainda no módulo 2 do PRODIST, determina-se que as distribuidoras devem adotar o fator de potência medido em subestações, ou outro valor caracterizado pela carga, com base em informações técnicas. Na ausência desses critérios, a distribuidora deve adotar o limite do fator de potência como definido no Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica (ANEEL, 2008).

Em relação as perdas, a ANEEL determina que as estimativas das perdas técnicas devem observar as premissas estabelecidas no Módulo 7 do PRODIST - Cálculo de Perdas na

Distribuição, considerando as previsões de demanda para os barramentos primários das subestações de distribuição que devem, preferencialmente, considerar cenários de evolução tecnológica, que permitam estimar a redução de consumo (ANEEL, 2008).

A escolha dos condutores da rede devem ser de tal forma que atenda aos requisitos do projeto de forma a atender as demandas futuras pré simuladas a partir de um estudo de mercado do local onde será construída a linha de distribuição e o padrão deve obedecer a norma NBR 5434 (BACELAR, 2006).

Algumas concessionárias, sob o ponto de vista de Bacelar (2006) utilizam de um modelo matemático que visa, além de um estudo de mercado, as características econômicas e físicas da operação do sistema elétrico e de técnicas clássicas de otimização aplicadas ao estudo das redes de energia pelo setor de planejamento das concessionárias com projeções de carga para mais de um cenário, a fim de subsidiar na escolha da melhor alternativa, o que requer um conhecimento profundo da área em estudo.

Bacelar (2006, p.9) define que:

A projeção de carga requer um conhecimento detalhado da área em estudo. É necessário obter-se dados históricos de consumo, demanda e crescimento populacional, conhecer-se as características das cargas, as características e tendências de ocupação do solo, os planos de desenvolvimento ou de urbanização, os projetos industriais, as intenções de ampliação dos grandes consumidores etc. Um estudo de planejamento pode requerer projeções de carga para mais de um cenário. Essas projeções podem ser feitas, por exemplo, considerando mudanças nos hábitos de consumo, diferentes projeções sócio-econômicas ou, mais comumente, a entrada ou não de algum consumidor de grande porte. No caso de grandes áreas urbanas é normalmente necessário dividir-se a área de planejamento em zonas ou quadriculas de igual crescimento e fazerem-se projeções de carga diferenciadas. Toma-se como base para essa divisão, a homogeneidade do consumo de energia e as características físicas de cada zona ou quadricula.

Na literatura pesquisada verificou-se que os trabalhos publicados apresentam vários aspectos do planejamento de redes de energia com proposta de melhoria dos modelos matemáticos e técnicas de solução dedicadas ao problema de planejamento, como proposto por Bazan (2003) que apresenta uma metodologia para o planejamento de redes primárias de distribuição de energia elétrica, usando um modelo de otimização não-linear.

O objetivo é minimizar os investimentos da expansão do sistema com a construção de novas subestações e novos alimentadores com custos fixos e com a redução das perdas tendo custos variáveis. Trata-se de uma metodologia com técnica em algoritmo genético a fim de resolver problemas relacionados à expansão do SDMT, realizando avaliações dos custos fixos relacionados às perdas no sistema proposto, confiabilidade do sistema e qualidade do perfil de

tensão. A codificação empregada procura manter a condição de um sistema radial, que é de difícil representação matemática e os resultados obtidos demonstram que o algoritmo genético é uma ferramenta viável para a solução de problema de planejamento (COSSI, 2008 apud PROENÇA, 1993).

2.15 PERDAS DE ENERGIA NAS REDES DO SDMT

De acordo com Castro (2012), o setor elétrico brasileiro apresentou uma perda da ordem de 17,5%, sendo que 4,2% foram na transmissão e o restante na distribuição e segundo os especialistas da transmissão, os valores estão razoáveis, embora na distribuição, dos 13,3% das perdas, 40% são referentes às perdas técnicas que são elevadas em função das grandes extensões das redes que levam energia até as localidades mais distantes (problema que vem aumentando devido ao Programa Luz Para Todos do Governo Federal - PLPT). Os 60% das perdas de energias da distribuição, representa a parcela que corresponde às perdas não técnicas ou comerciais.

De acordo com o Terra Economia (2012, p.1)

Apesar de ser um dos países que mais gera energia renovável no mundo, o Brasil ocupa uma posição desfavorável quando o assunto é o desperdício. Um estudo do Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), entidade ligada ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, indica que a cada 100 KW de energia gerada no Brasil, 15 KW se perdem entre a geração e o consumo. A taxa é bem mais elevada do que em outros países (até 7%).

Estas perdas envolvem as chamadas perdas técnicas, que é o montante de energia dissipada entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas comerciais, advindas de desvios de energia e erro nos processos de faturamento das distribuidoras. A obsolescência dos aparelhos de medição também é apontada como um dos fatores que contribuem com as perdas comerciais de energia.

A ANEEL (2011) determina que as perdas de potência do SDMT sejam calculadas de forma estimada pelo modelo de regressão linear múltipla como mostra a Equação 10, utilizando os seguintes parâmetros: corrente média (I), comprimento do condutor tronco (CT), resistência do condutor tronco (RT) e comprimento do condutor ramal (CR). Para a obtenção da perda de energia, multiplica-se a perda de potência para a demanda média, pelo coeficiente de perdas e pelo período de apuração das perdas. O resultado deve ser expresso em MW.

$$\Delta P = 0,95e^{(-6,34+1,82\ln(I)+0,77\ln(CT)+0,39\ln(RT)+0,16\ln((CR))}10^{-3} \quad (10)$$

A Tabela 2 apresenta as perdas técnicas e os percentuais informados pela distribuidora à ANEEL no segmento de rede e transformação, nota-se que os valores não estão compatíveis com a metodologia adotada pelo fiscalizador e por haver controvérsias entre as informações tabeladas e as simulações, alguns alimentadores foram considerados atípicos por apresentarem perdas inacetáveis, como pode ser observado na Tabela 3 (ANEEL, 2011).

Tabela 2 – Perdas técnicas da Coelba por segmento de rede e transformação

	Energia Passante –EP (MWh)	Perdas Técnicas dos Segmentos		
		Montante – PTS (MWh)	Energia Passante IPTS (%)	Energia Total Injetada (%)
Trafos A2-A3	798.404,006	3.547,127	0,444	0,019
Trafos A2-A3a	1.001.247,370	4.575,532	0,457	0,024
Trafos A2-A4	2.004.093,550	11.726,926	0,585	0,062
Trafos A3-A2	117.715,038	380,293	0,323	0,002
Trafos A3-A3a	1.456.654,910	5.407,628	0,371	0,029
Trafos A3-A4	10.524.216,300	54.771,376	0,520	0,289
Trafos A3a-A4	913.107,554	5.155,648	0,565	0,027
Trafos A3a-B	733.170,343	39.127,876	5,337	0,206
Trafos A4-B	9.834.177,310	355.246,645	3,612	1,873
Rede A1	424.464,907	1.046,533	0,247	0,006
Rede A2	4.268.062,000	178.316,659	4,178	0,940
Rede A3	14.381.512,200	453.310,025	3,152	2,390
Rede A3a	2.456.922,000	87.621,199	3,566	0,462
Rede A4	14.051.991,200	296.709,814	2,112	1,564

Fonte: Adaptada da ANEEL (2013)

Para o cálculo de perdas na distribuição, divide-se o sistema elétrico da distribuidora basicamente nos grupos: redes e transformações, subdividindo cada grupo pelos níveis de tensão para os segmentos de rede (AT, MT e BT) e para as relações de transformação (AT/AT, AT/MT, MT/MT e MT/BT).

As perdas técnicas são obtidas pela adoção de modelos específicos segundo a classificação:

- Redes do sistema de distribuição de alta tensão (SDAT): A1, A2, A3;
- Transformadores de potência: AT/AT e AT/MT;
- Redes do SDMT: A3a e A4;
- Transformadores de distribuição: MT/MT e MT/BT;
- Redes do SDBT: BT e AS;
- Ramais e medidores.

Tabela 3 – Alimentadores atípicos cujas perdas foram limitadas a 10%.

Código do Alimentador	Percentual de Perdas Declarado pela Coelba	Código do Alimentador	Percentual de Perdas Declarado pela Coelba
BOQ-09Z1	1475,45%	JCB-09N2	36,05%
CMU-01V2	11,02%	JEM-09W3	21,46%
CMU-01V3	24,07%	PAL-09W1	11,79%
CRR-09Z4	44,01%	PAS-09L1	19647,62%
IBE-09J1	140,73%	PDM-09X2	31,12%
ITD-09Y2	20,52%	PRT-09N2	29,79%
ITE-09C2	231,91%	RCR-09M2	20,82%
ITE-09C3	16,35%	RMN-09X1	12,42%
ITL-09Z1	28,32%	RMN-09X2	17,55%
ITN-09P2	458,33%	SRM-09S1	405,42%
JCB-09N1	18,02%	TOR-01V2	11,02%

Fonte: Adaptada da ANEEL (2013)

De acordo com o relatório da ANEEL (2013, p.6):

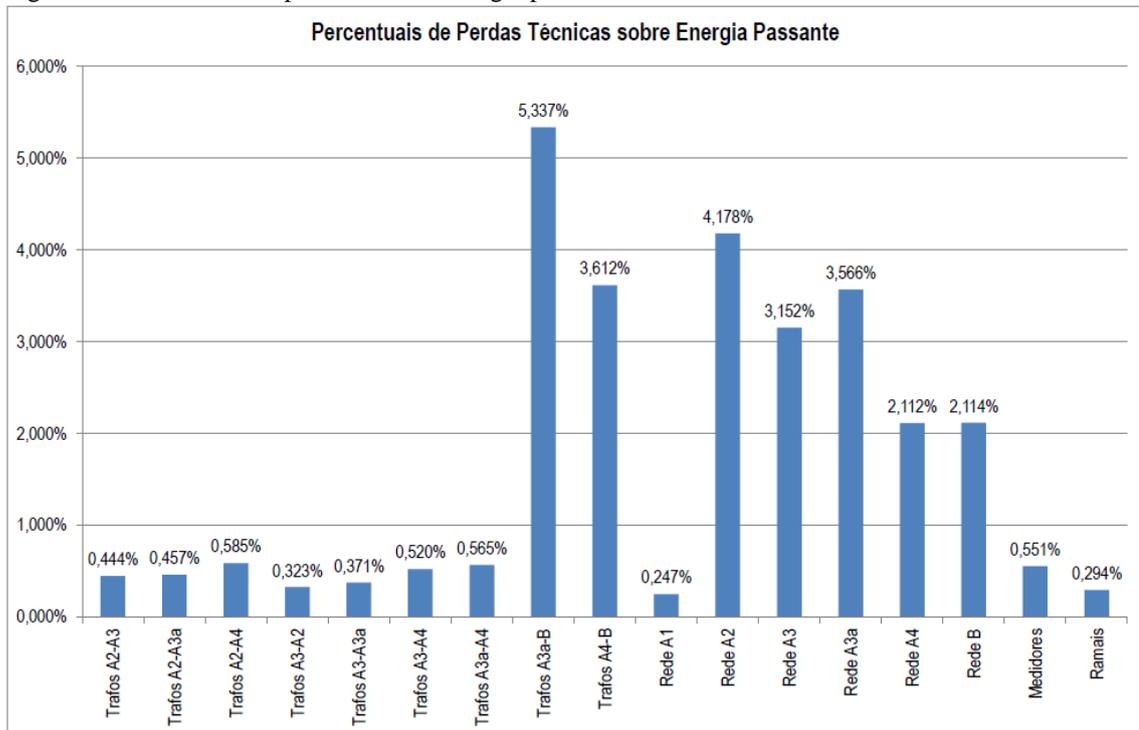
Ainda relativamente aos alimentadores classificados como atípicos, para alguns a Coelba declarou valores de perdas inaceitáveis, incluindo valores superiores a 100% da energia fornecida aos consumidores conectados ao alimentador. A Tabela III apresenta esses alimentadores, os quais tiveram suas perdas limitadas a 10% da energia fornecida aos consumidores. Solicita-se que a Coelba reveja os valores de perdas declarados para esses alimentadores na Audiência Pública.

É comum obter resultados das perdas técnicas além de 10% nos alimentadores de distribuição, por vários motivos: seção inadequada dos condutores, idade das redes, desbalanceamento das cargas ao longo das redes, fator de potência inadequado, desequilíbrio de tensão, conexões desajustadas, pontos quentes, redes radiais com grandes extensões, entre outros, além das perdas comerciais. As perdas elétricas no Brasil, são relativamente altas e de acordo com o Ministério do Meio Ambiente (2012, p.1):

[..] o Brasil tem uma grande demanda reprimida de energia - mas os índices nacionais de perda e desperdício de eletricidade também são altos. O total desperdiçado, segundo o Procel, chega a 40 milhões de kW, ou a US\$ 2,8 bilhões, por ano. Os consumidores - indústrias, residências e comércio - desperdiçam 22 milhões de kW; as concessionárias de energia, por sua vez, com perdas técnicas e problemas na distribuição, são responsáveis pelos 18 milhões de kW restantes.

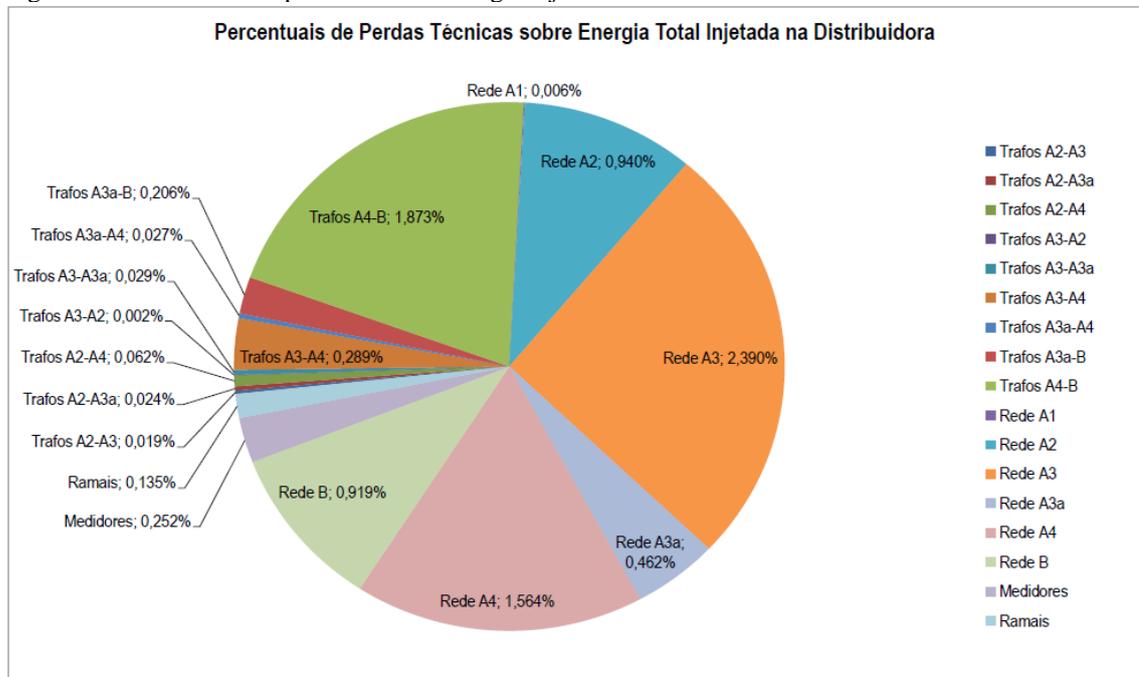
As Figuras 8 e 9 ilustram os gráficos dos percentuais de perdas discriminados por segmento do sistema de distribuição da concessionária Coelba, em relação à energia passante no próprio segmento e em relação à energia injetada (como apresentadas na Tabela 2) na rede da distribuidora (ANEEL, 2011).

Figura 8 – Percentuais de perdas sobre a energia passante da Coelba



Fonte: ANEEL (2013)

Figura 9 – Percentuais de perdas sobre a energia injetada da Coelba



Fonte: ANEEL (2013)

As perdas técnicas por segmento de outra distribuidora de energia elétrica de São Paulo, apresentaram valores dentro do esperado e foram considerados para os cálculos da revisão tarifária, conforme apresentado na tabela 4.

Tabela 4 – Percentual das perdas técnicas da Eletropaulo por segmento de rede e transformação

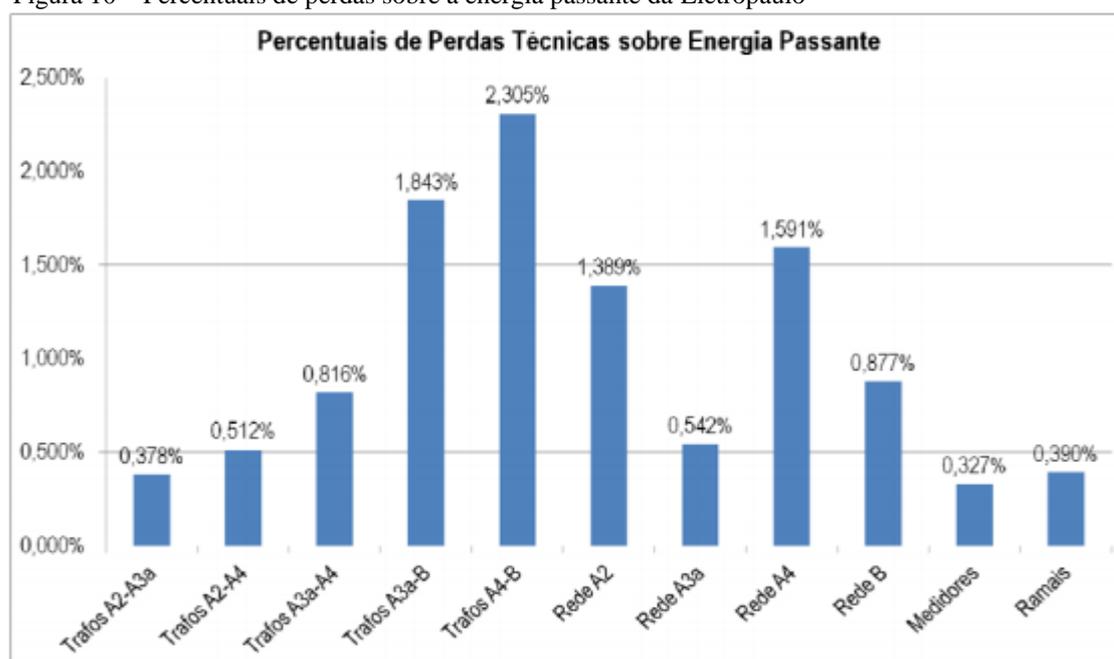
	Energia Passante –EP (MWh)	Perdas Técnicas dos Segmentos		
		Montante – PTS (MWh)	Energia Passante IPTS (%)	Energia Total Injetada (%)
Trafos A2-A3a	211.227,877	798,758	0,378	0,002
Trafos A2-A4	38.652.423,200	197.835,543	0,512	0,405
Trafos A3a-A4	781.685,374	6.381,797	0,816	0,013
Trafos A3a-B	73.281,163	1.350,343	1,843	0,003
Trafos A4-B	26.949.708,400	621.185,591	2,305	1,271
Rede A2	46.263.856,400	642.386,351	1,389	1,315
Rede A3a	1.248.957,100	6.764,248	0,542	0,014
Rede A4	40.784.323,600	648.909,635	1,591	1,328
Rede B	24.425.812,900	214.297,218	0,877	0,439
Medidores	21.321.512,600	69.785,185	0,327	0,143
Ramais	21.321.512,600	83.133,995	0,390	0,170

Fonte: Adaptada da ANEEL (2013)

Os cálculos seguem a mesma metodologia apresentada anteriormente, seguindo as determinações do PRODIST.

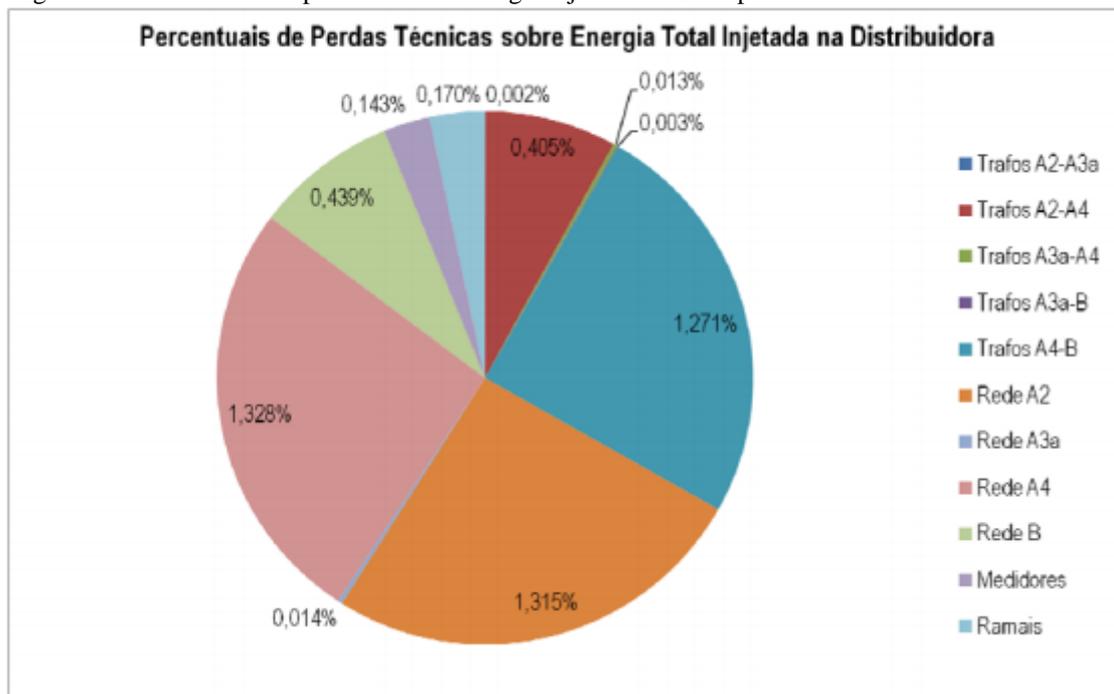
As Figuras 10 e 11 ilustram os gráficos dos percentuais de perdas, discriminados por segmento do sistema de distribuição da Eletropaulo, em relação à energia passante no próprio segmento e em relação à energia injetada (como apresentadas na Tabela 4) na rede da distribuidora (ANEEL, 2011)

Figura 10 – Percentuais de perdas sobre a energia passante da Eletropaulo



Fonte: ANEEL (2013)

Figura 11 – Percentuais de perdas sobre a energia injetada da Eletropaulo



Fonte: ANEEL (2013)

Utilizou-se neste trabalho alguns dados disponibilizados pela ANEEL das distribuidoras do Brasil, para subsidiar as análises das perdas, tendo sido observado um caso atípico de perdas no relatório dos resultados apurados pela órgão fiscalizador.

Os alimentadores classificados como atípicos, para alguns da Coelba apresentaram valores de perdas inaceitáveis, incluindo valores superiores a 100% da energia fornecida aos consumidores conectados ao alimentador, o que não ocorreu com a Eletropaulo que não apresentou nenhum alimentador atípico. Em relação às perdas por segmento, os parâmetros Apresentador mostram em linhas gerais características das redes de distribuição e podem auxiliar na compreensão de aspectos inerentes ao comportamento das perdas técnicas das distribuidoras. Na nota técnica da ANEEL, foi solicitada à Coelba a revisão dos valores de perdas declarados para os alimentadores atípicos, limitadas em 10% da energia fornecida aos consumidores.

2.16 MÉTODOS PARA REDUÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS

Geralmente as perdas no SDMT têm origem devido ao:

- Efeito Joule, em função das características do material utilizado no circuito, conexões, sobrecargas, entre outros;

- Demanda reativa em função de cargas indutivas como motores elétricos e excesso de energia reativa no sistema;
- Algumas ações podem reduzir as perdas de energia no sistema elétrico:
- Instalação de banco de capacitores;
- Adição de fases para possibilitar o balanceamento das cargas;
- Regulação de tensão;
- Recondutoramento;
- Novos alimentadores;
- Novas subestações;
- Equilíbrio de corrente entre as fases;
- Equilíbrio de tensão;
- Reconfiguração do SDMT

Neste trabalho serão abordados os métodos referentes à instalação de banco de capacitores, recondutoramento e reconfiguração do sistema por meio de manobras de blocos de carga.

2.16.1 Instalação de banco de capacitores

2.16.1.1 Fator de Potência

De acordo com o PRODIST no seu módulo 7 (Cálculo de Perdas na Distribuição), fica estabelecido que o mínimo fator de potência (FP) das unidades consumidoras (UC) é de 0,92 calculado pela média horária, se a energia reativa absorvida e a demanda reativa consumida forem capacitivas (ANEEL, 2011).

O FP é definido no PRODIST como a relação entre a potência ativa e a potência aparente, independentemente das formas das ondas de tensão e corrente, desde que sejam periódicas, podendo ser calculado pela Equação 11 (ANEEL, 2012).

$$f_p = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (11)$$

Onde:

F_p é o fator de potência;

P é a potência ativa;

Q é a potência reativa

O fator de potência também pode ser calculado pela energia ativa e reativa, conforme Equação 12.

$$f_p = \frac{EA}{\sqrt{EA^2+ER^2}} \quad (12)$$

Onde:

EA é a energia ativa;

ER é a energia reativa

Um baixo fator de potência pode ocasionar várias perturbações na rede elétrica, além de elevar os custos com as contas de energia, provocam perdas por efeito Joule, porque quanto menor for o FP, maior será o módulo da corrente elétrica, ocasionando perdas por dissipação de calor, aumentando consideravelmente o aquecimento do circuito elétrico e reduzindo a vida útil dos equipamentos instalados na rede. Outra consequência do baixo FP é a queda de tensão que surge devido ao aumento da corrente elétrica, por causa do reativo excessivo no sistema, o que pode sobrecarregar alguns pontos da rede e conseqüentemente, quando a tensão é reduzida, a qualidade da energia é drasticamente afetada, principalmente pelo aumento da corrente dos motores. Por fim o comprometimento da capacidade instalada que ocorre devido ao excesso da energia reativa, inviabilizando a utilização permanente das instalações, além dos investimentos desnecessários para possibilitar o atendimento às novas cargas (MARTINHO, 2011). A Tabela 5 mostra a relação entre a potência útil de um circuito, o FP e a potência do transformador necessário para suprir a carga:

Tabela 5 – Potência nominal versus FP

Varição da potência da carga em função do FP		
Potência útil (kW)	FP	Potência do transformador (kVA)
1000	0,50	2000
	0,75	1333
	0,80	1250
	0,85	1177
	0,90	1111
	0,92	1087
	0,95	1053
	1,00	1000

Fonte: Adaptada de Martinho (2011)

Percebe-se que quanto menor for o FP, maior deverá ser a capacidade nominal do transformador para suprir a carga do sistema e consequentemente todo o circuito (condutores, proteção, entre outros) deverá ser reforçado para atender as condições nominais. A Tabela 6 apresenta a relação entre a seção nominal dos condutores e o FP do circuito:

Tabela 6 – Seção nominal versus FP

Seção nominal (mm²)	FP
1,00	1,00
1,23	0,90
1,56	0,80
2,04	0,70
2,78	0,60
4,00	0,50
6,25	0,40
11,10	0,30

Fonte: Adaptada de Martinho (2011)

É possível observar que a relação entre a seção nominal de um condutor é inversamente proporcional ao FP. Em consequência, os custos com condutores de uma rede elétrica serão mais elevados se o FP projetado for baixo.

Conforme Martinho (2011), com a instalação de bancos de capacitores na rede de distribuição é possível, com a injeção de energia reativa, provocar a alteração de três parâmetros importantes no sistema elétrico:

- Redução da corrente de linha em um circuito indutivo: promovendo a redução do módulo da corrente elétrica proporcionando uma melhoria no FP;
- Elevação dos níveis de tensão ao longo do alimentador: consequência da redução da corrente na rede;
- Redução das perdas e consequentemente a redução de energia e de demanda na rede.

2.16.1.2 Controle da energia reativa

A qualidade da energia está diretamente relacionada com o controle da energia reativa consumida pelas indústrias que podem ser beneficiadas com a redução da conta de energia se houver um controle maior da energia reativa. O faturamento da energia reativa, conforme a nova legislação provocou alteração de alguns conceitos relacionados com a qualidade,

introduzindo novos critérios que auxiliam a revisão sistemática da energia reativa que circula no sistema elétrico (VAREJÃO DE GODOY, DINIZ; GODOY, 2005).

A injeção de energia reativa no sistema elétrico quando há distorção de carga, ou seja, quando ocorrer harmônicas deve ser conhecido para a aplicação correta de equipamentos para a redução ou até mesmo eliminação da energia reativa em alguns casos. De acordo com Martinho (2011), para se obter uma solução adequada para reduzir a energia reativa excedente, deve-se ter uma consultoria adequada que faça uma avaliação das instalações em função do perfil de carga, com base na legislação em vigor.

Com a redução da energia reativa excedente no sistema elétrico, é possível obter vários benefícios, que vão desde a liberação da capacidade do sistema elétrico até a utilização racional da energia elétrica, o que conseqüentemente promove o adiamento de investimentos altos nos alimentadores (VAREJÃO DE GODOY, DINIZ; GODOY, 2005).

O controle da energia reativa pode ser realizado com a utilização de bancos de capacitores ou pelo sincronismo entre tensão e corrente. Os bancos de capacitores podem ser de três tipos: fixos, quando são ligados diretamente à carga; semi-automáticos, quando são ligados ou retirados juntamente com a carga e; automático, quando atua em função do perfil de carga (MARTINHO, 2011).

2.16.1.3 Consequências da energia reativa nas redes elétricas

O excesso de energia reativa no sistema elétrico, de acordo com Varejão de Godoy, Diniz; Godoy (2005) e Martinho (2011) provoca os baixos valores do fator de potência, resultando no aumento da corrente total circulante nas redes de distribuição de energia elétrica da concessionária e das unidades consumidoras, sobrecarregando as linhas e as subestações, desestabilizando o sistema como um todo provocando:

- Perdas na rede: de acordo com o trabalho de Maurício (2007), as perdas de energia elétrica são causadas pelo efeito Joule, sendo proporcionais ao quadrado da corrente total. Uma vez que surge uma elevação dessa corrente e conseqüentemente surge o excesso de energia reativa, estabelecendo desta forma uma relação direta entre o incremento das perdas e o baixo fator de potência, daí o aumento do aquecimento de condutores e equipamentos, logo a redução das perdas de energia pode ser calculada pela Equação 13.

$$\text{Redução das perdas (\%)} = \frac{1 - FP_i^2}{FP_f^2} * 100 \quad (13)$$

Onde:

FP_i é o fator de potência inicial

FP_f é o fator de potência final

- Quedas de Tensão: Martinho (2011), afirma que a queda de tensão pode ser ocasionada por baixo fator de potência, comprometendo a qualidade da energia devido aos distúrbios provocados na rede elétrica, ocasionando desligamentos não programados dos alimentadores ou dos equipamentos elétricos, implicando em perdas elevadas de dinheiro para o setor comercial, reduzindo a vida útil dos equipamentos elétricos. Para Maurício (2007), o aumento da corrente devido ao excesso da energia reativa nas redes de energia elétrica leva à queda de tensão acentuada, podendo ocasionar a interrupção do fornecimento de energia elétrica e a sobrecarga em certos elementos da rede.

2.16.1.4 Compensação da energia reativa

Para corrigir o baixo fator de potência, toma-se como primeira ação, a investigação das causas que levam ao excedente da energia reativa, analisá-las e eliminá-las, para proporcionar um melhor aproveitamento da energia elétrica. Maurício (2007) afirma que para melhorar os níveis de tensão nas redes, a eficiência dos equipamentos elétricos e as perdas elétricas, deve-se injetar reativo nas redes com a instalação de capacitores o mais próximo possível das cargas indutivas fazendo com que a circulação de energia seja apenas nos equipamentos, passando a ser fornecida pelos capacitores liberando-a ao sistema elétrico.

2.16.1.5 Definição do ponto de instalação de banco de capacitores

A literatura pesquisada mostra que em meados dos anos cinquenta, os bancos de capacitores para redução das perdas técnicas eram instalados nas subestações e no início dos alimentadores bem próximos ao barramento, conforme estudo elaborado por Fragoas (2008).

Com o surgimento dos equipamentos de menor porte, tornou-se possível a instalação de bancos de capacitores nas redes de distribuição de energia elétrica.

A locação ideal para um banco de capacitores depende de uma avaliação minuciosa das condições da rede e das perdas analisadas, a fim de encontrar o local de instalação que dará o melhor resultado na correção das perdas de energia em função da energia reativa excedente. Para um alimentador com apenas um tipo de carga, o que não acontece na prática, o local ideal para a instalação de um banco de capacitores seria o mais próximo dessa carga, minimizando as perdas de $I^2 \cdot R$, mas a queda de tensão ao longo da rede não seria melhorada, uma vez que a potência total ainda seria MVar, incluindo MW e teria que ser fornecida da fonte até a carga (GLOVER, SARMA; OVERBYE, 2011).

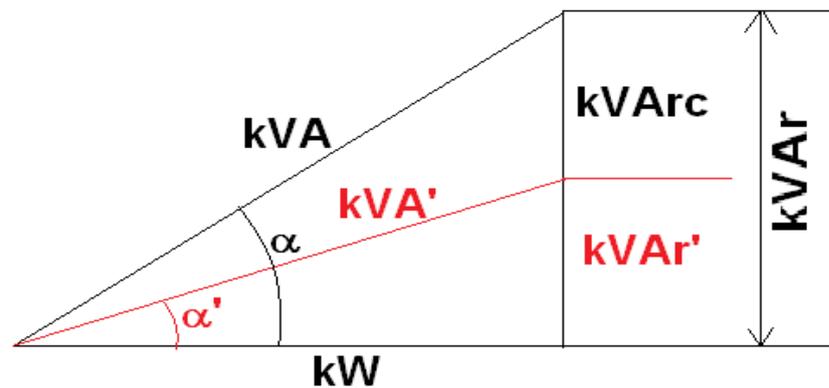
Para um alimentador com carga bem distribuída, a aplicação mais adequada para determinar o ponto ideal de instalação de um banco de capacitores é determinado pela regra dos “dois terços”, onde se define que para a melhor redução das perdas, o banco de capacitores deve ter uma potência $2/3$ da máxima carga reativa do alimentador e deve ser instalado a uma distância da subestação que seja $2/3$ da extensão total do tronco do alimentador, permitindo uma melhor coordenação entre o LTC dos transformadores de força e os reguladores de tensão. Para atender as variações de carga ao longo do tempo, aplica-se uma combinação de bancos fixos e automáticos melhorando a condição para a correção do fator de potência (GLOVER, SARMA; OVERBYE, 2011).

O procedimento adotado pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), para a locação de bancos de capacitores em alimentadores com cargas distribuídas, definiu-se o ponto de instalação ao longo da rede, com base em fluxo de potência, onde o kVAr seja a metade da potência do banco a ser instalado. A concessionária, em seus procedimentos, adota para as redes de distribuição, bancos de capacitores com potências de 300 kVAr e de 600 kVAr.

Fragoas (2008), demonstrou em seu trabalho que a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), ao realizar um estudo para a instalação de banco de capacitores no SDMT, procura instalar a maior quantidade possível de bancos fixos de capacitores, a fim de evitar o menor fator de potência de 0,97 indutivo.

O resultado esperado com a instalação de banco de capacitores pode ser observado na Figura 12.

Figura 12 – Triângulo de potência e o efeito capacitivo



Fonte: Autoria própria (2013)

Observa-se que após a aplicação de capacitores ocorre uma redução quantitativa de reativos, proporcionando uma melhoria no fator de potência que é o reflexo da redução das perdas em um sistema elétrico (FRAGOAS, 2008).

Ainda de acordo com Fragoas (2008), a elevação de tensão esperada com a instalação de bancos de capacitores é possível devido à redução da corrente de carga no alimentador. A Equação 14 determina o ganho de tensão de um banco de capacitores na rede.

$$\Delta V(\%) = \frac{\text{kvar} \cdot X}{10 \cdot (\text{kV})^2} \quad (14)$$

Onde:

$\Delta V(\%)$ é o ganho de tensão

kvar é a potência do banco a ser instalado

kV é a tensão de linha do sistema elétrico

X é resistência de sequência positiva da rede

2.16.2 Recondutoramento

A substituição dos condutores de uma rede de distribuição torna-se necessária quando:

- A demanda instalada estiver próxima da capacidade nominal dos condutores;
- Fim de vida útil;
- Aquecimento em função da sobrecarga;
- Impossibilidade de atendimento a novas cargas, entre outros.

Segundo Martinho (2011), o recondutoramento é necessário para manter ou adequar a rede aos padrões exigidos pela ANEEL, a fim de proporcionar um fornecimento de energia com qualidade.

Conseqüentemente, o recondutoramento propociona:

- A melhoria das redes de distribuição;
- Redução das perdas;
- Confiabilidade;
- Flexibilidade;
- Segurança e;
- Redução dos indicadores de qualidade.

De acordo com Araújo (2007), um condutor bem dimensionado pode atender satisfatoriamente o limite de temperatura, determinado pela capacidade de condução de corrente em regime permanente, capacidade de condução da corrente de curto-circuito por tempo limitado, capacidade de suportar esforços mecânicos, capacidade de isolamento (quando os condutores são isolados) e limite de queda de tensão.

No planejamento de um SDMT, a seleção dos condutores é feita sob o ponto de vista operacional e econômico. São considerados fatores relacionados à resitência mecânica, queda de tensão e impedância com base em fluxo de potência. O recondutoramento é necessário quando as perdas elétricas do sistema são excessivas e o fluxo de potência supera a capacidade do condutor atual, levando ao surgimento de tensões abaixo do mínimo permitido pela ANEEL. Wang, *et al.* (2000) propuseram em seu trabalho um método heurístico para a escolha do condutor ideal por meio do critério econômico, com base na densidade da corrente elétrica e depois por meio de um índice de sensibilidade capaz de avaliar a relação custo queda de tensão. No trabalho realizado por Mandal e Pahwa (2002), foi tratado o problema da escolha de um conjunto de condutores, utilizando critérios econômicos e de engenharia relacionados ao custo devido à seção transversal com a linearização dos custos das perdas. Na literatura encontra-se diversos trabalhos que empregam técnicas modernas e evolutivas para resolver o problema da escolha do condutor ideal. Trabalhos como os de Tram e Wall (1988), Ranjan, *et al.* (2003), mostraram técnicas para sistemas mais complexos e mais extensos.

O método heurístico de Wang, *et al.* (2000), apresenta uma técnica para a escolha do condutor específico para cada alimentador, de maneira tal que o custo total seja o mínimo possível; a capacidade de condução seja maior que a corrente conduzida e que atenda aos níveis de tensão de acordo com a agência reguladora. O procedimento é feito em duas etapas:

na primeira escolhe-se os tipos de condutores visando o menor custo e a restrição de condutibilidade, desconsiderando a princípio, a restrição de tensão; na segunda etapa, caso haja algum ponto do alimentador com tensão abaixo do mínimo, aumenta-se a seção do condutor segundo um índice de sensibilidade até normalizar a tensão em todo o alimentador. A Equação 15 determina o custo de uma linha para o método heurístico.

$$CT_{kj} = (CF_j + d * R_j * I_k^2) * L_k \quad (15)$$

Onde:

CF é o custo fixo por unidade de comprimento

R é a resistência por unidade de comprimento

X é a reatância por unidade de comprimento

I é a capacidade máxima de corrente

d é o fator de perdas

L é o comprimento da linha

O fator d relaciona as perdas de potência com os custos de perdas de energia ao longo do tempo de vida útil da rede, levando em consideração o custo da energia ce, a taxa de crescimento da demanda g, o número de anos de planejamento anos, a taxa de desconto td utilizada para a obtenção do valor presente líquido (VPL) e o fator de perdas f_{perdas} . O cálculo é feito pela Equação 16:

$$d = ce * f_{perdas} * 8760 * \sum_{k=1}^{anos} \frac{(1+g)^{2k}}{(1+td)^k} \quad (16)$$

2.16.3 Reconfiguração do SDMT

A reconfiguração de uma rede de média tensão consiste em proporcionar a melhor configuração para o sistema elétrico e geralmente se associa a redes inteligentes supervisionadas para controle e aquisição de dados a fim de aperfeiçoar a utilização das redes interligadas e proporcionar a redução das perdas elétricas. Para viabilizar o método utiliza-se chaves de manobra telecomandadas com três grupos de funções básicas:

- Supervisão: com funções de monitoramento de todo o processo;

- Operação: destinada a ligar e desligar equipamentos e sequência destes, operações de malhas PID, mudança no modo de operação dos equipamentos e;
- Controle: quando o próprio sistema se encarrega de realizar os cálculos conforme o comportamento do processo executando comandos como para o controle dos níveis de energia reativa e de tensão no barramento da subestação (SE), supervisão e atuação da proteção (CAMARGO, 2009).

Para que uma reconfiguração de rede seja adequada, deve-se atender aos limites de tensão, carregamento dos condutores, continuidade no fornecimento e confiabilidade, conforme procedimentos da ANEEL e de acordo com os critérios do planejamento da concessionária.

A reconfiguração de redes de energia elétrica exige um investimento alto por parte das concessionárias e é tipicamente um problema de otimização combinatória. As primeiras propostas de reconfiguração de redes abordam o problema de utilização de modelos elétricos simplificados, utilizando procedimentos informatizados com a implementação de algoritmos de busca sequencial em estruturas de dados encadeadas, possibilitando a modelagem da topologia do sistema elétrico de distribuição (CASTRO, BUNCH; TOPKA, 1980). Outros trabalhos apresentaram o problema da reconfiguração com a utilização de métodos de otimização clássica, por meio de programação linear inteira mista, com base em modelos elétricos puramente resistivos como demonstrado no trabalho de Butler, Sarma e Prasad (2001).

Ainda de acordo com Butler, Sarma e Prasad (2001), em uma contingência no SDMT, seja por qualquer motivo, uma falta ou até mesmo pela necessidade de manutenção, o procedimento de reconfiguração das redes obedece a cinco passos importantes:

- Identificação do local da contingência;
- Execução do isolamento à montante e à jusante do menor trecho do alimentador que contenha o local identificado no item 1;
- Identificação de possibilidades de mudança na topologia da rede, mediante mudança em outras chaves de manobra, tais que os indicadores de qualidade da rede sejam melhorados, comparando com a situação atual, posterior a isolação realizada no item 2;
- Realização da manutenção;
- Retorno à topologia normal de operação da rede.

O SDMT pode apresentar três estados operativos em sua topologia: estado normal, quando a topologia está na sua configuração normal, sem alterações; estado de emergência, quando a rede está temporariamente manobrada para outra rede ou com a topologia incompleta devido a alguma falta da linha; estado de reconfiguração, quando a topologia for alterada pela atuação dos dispositivos de proteção ou por manobras.

De acordo com o PRODIST (2008), no seu módulo 2, os indicadores para a realização de obras no SDMT são: carregamento de alimentadores e subestações; quantidade de UC no alimentador; perdas elétricas e confiabilidade.

Partindo dessa necessidade, deve-se analisar e propor planos de reconfiguração das redes, efetuando transferências de blocos de cargas, por meio de chaves de manobra instaladas em pontos estratégicos, possibilitando a continuidade no fornecimento e a qualidade da energia distribuída.

2.16.3.1 Chave de manobra

De acordo com Camargo (2009), as chaves de manobra são dispositivos de chaveamento utilizados, geralmente, no SDMT e tem a função de manobrar as redes de distribuição de energia elétrica interligadas, possibilitando a reconfiguração da topologia devido a uma falta, ou para a execução de manutenções preventivas ou corretivas e para a redução das perdas elétricas, que é o objetivo deste trabalho. A análise das perdas e a decisão pela melhor configuração do sistema elétrico devem fazer parte da atribuição da área de planejamento e a operação do sistema elétrico fica a cargo do COD.

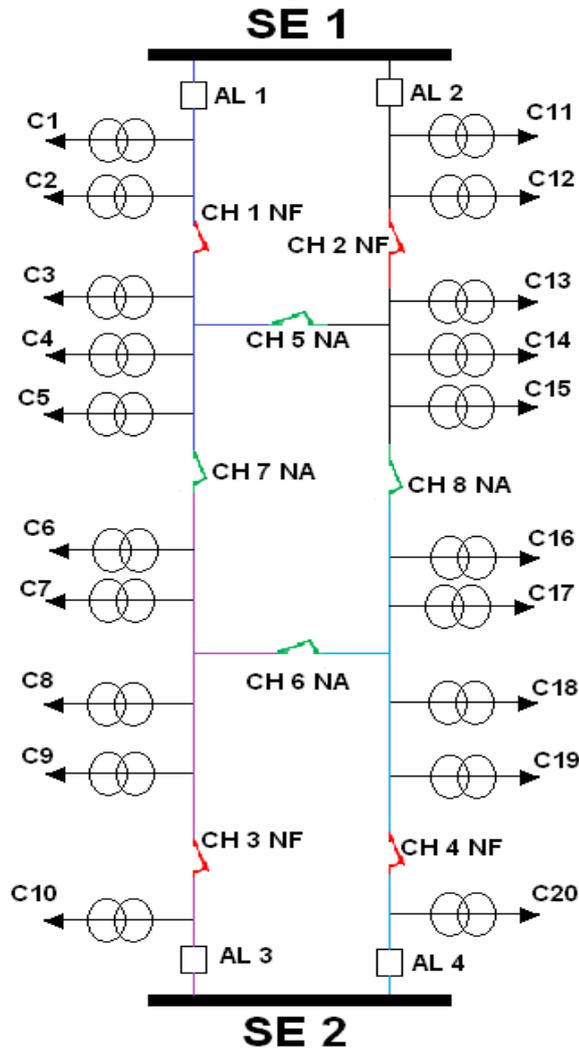
2.16.3.2 Chave de manobra com telecomando

A utilização de chaves com telecomando no SDMT tem proporcionado maiores benefícios e os melhores recursos para a reconfiguração do sistema, visando o restabelecimento do serviço e a melhoria dos indicadores de qualidade e confiabilidade.

O comando das chaves de manobra é realizado pelo centro de operação da distribuição (COD), proporcionando maior agilidade no restabelecimento da rede. Geralmente o SDMT é radial, limitado por chaves seccionadoras ao longo das redes. Ao interligá-las, o sistema passa a ser radial com recurso ou em malha (CAMARGO, 2009).

A Figura 13 representa uma configuração genérica de um sistema composto por quatro alimentadores interligados e duas subestações, possibilitando a configuração em malha ou radial com recurso. A subestação 1 está composta por dois alimentadores interligados entre si e por sua vez se interligam com os dois alimentadores da subestação 2.

Figura 13 – Representação genérica de um sistema interligado



Fonte: Autoria própria (2013)

Observa-se que a rede genérica apresentada na Figura 13 possibilita a reconfiguração entre os alimentadores, realizando várias manobras entre os quatro alimentadores, uma vez que todas as chaves podem ser utilizadas para a reconfiguração desejada para atender as possibilidades existentes. Desta forma o SDMT deixa de ser um sistema puramente radial e passa a ser um sistema radial com recurso.

A Figura 14 mostra uma chave telecomandada, modelo Arterche P500, instalada em poste no perímetro urbano, para possibilitar a transferência parcial ou total dos alimentadores

interligados entre si, visando à continuidade no fornecimento em casos de manutenção ou defeitos em algum trecho.

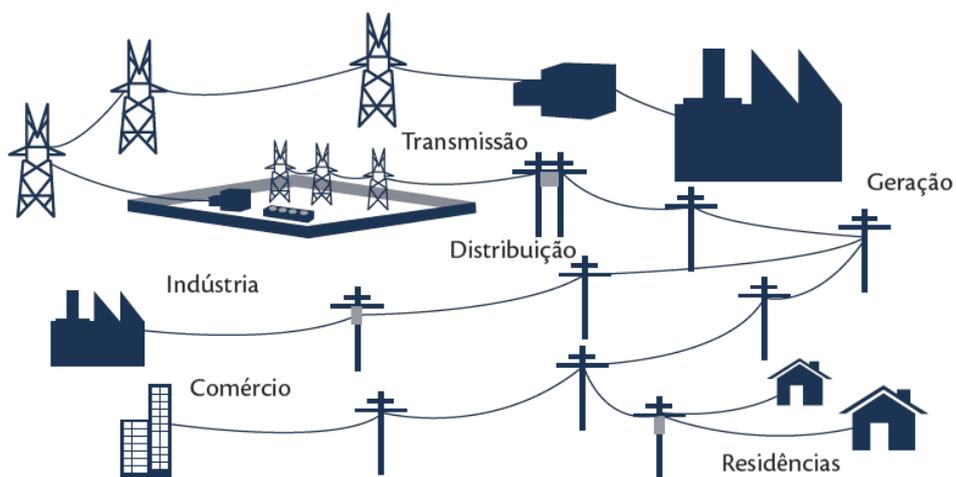
Figura 14 – Chave telecomandada 15 kV – modelo Artech



Fonte: Autoria própria (2013)

No estudo realizado por Xinghuo, *et al.* (2011), foi demonstrado que a geração de energia elétrica é centralizada em grandes usinas conectadas à rede de transmissão e as redes de distribuição alimentam os consumidores finais (indústrias, comércio, hospitais e residências), porém, a maioria das redes do SDMT não possui os recursos que possibilite a transferência de blocos de cargas ou até mesmo de alimentadores completos, que atenda ao critério N-1. A Figura 15 ilustra essa situação.

Figura 15 – Rede elétrica convencional sem recurso



Fonte: Adaptado de Xinghuo, *et al.*(2011)

3 METODOLOGIA

O presente estudo é de natureza aplicada e fundamenta-se na metodologia exploratória, segundo Gil (1999, p.43), este tipo de pesquisa é realizado especialmente quando o tema escolhido é pouco explorado, com uma abordagem qualitativa que busca a relação entre o pesquisador e a pesquisa tendo como objetivo a exploração das metodologias empregadas nos cálculos para a redução das perdas de energia em redes de distribuição, quando se pretende investigar as técnicas aplicadas para a redução das perdas elétricas.

A instalação de novas fontes de energia ou ampliação do sistema existente requer novas configurações e alimentadores mais robustos para suportarem a demanda crescente, de forma a possibilitar também o atendimento pelo critério N-1 mantendo a confiabilidade do sistema e continuidade do fornecimento, além da redução das perdas técnicas.

3.1 FONTES DOS DADOS

Os dados foram pesquisados de fontes na internet e em livros específicos sobre o planejamento das redes do SDMT, redução de perdas, qualidade da energia elétrica, distúrbios da energia elétrica, instalação de capacitores e reconfiguração do sistema elétrico. Foram coletados vários dados sobre os alimentadores apresentados, cordialmente autorizados pela concessionária local para complementação deste trabalho que foi realizado em duas etapas distintas, na primeira caracterizou-se os problemas da distribuição de energia elétrica, identificando as questões relacionadas às perdas de energia, na segunda etapa foram selecionados três casos para análise considerando os critérios para o desenvolvimento de estudos para redução das perdas de forma simples e tecnicamente viáveis sob o ponto de vista dos parâmetros:

- Investimento necessário;
- Ganhos técnico-econômicos e;
- Dificuldades para a implementação das propostas.

3.2 PROCEDIMENTOS E TÉCNICAS

Nesta fase do trabalho desenvolveu-se três estudos de caso, relacionados com o referencial teórico adotado. Os casos são simulados e fazem parte das atribuições do setor de planejamento da concessionária de energia elétrica local, porém algumas informações como

código dos alimentadores e das subestações, foram omitidas a fim de preservar a confidencialidade dos dados, porém não implicam nos resultados das análises.

No primeiro estudo de caso, foram analisadas, quantitativamente, as perdas elétricas devido à demanda reativa excedente, coletando as informações sobre o perfil de carga do alimentador e em seguida fez-se uma comparação das perdas com outros alimentadores com as mesmas características e analisou-se a aplicabilidade de banco de capacitores, comparado os resultados finais com os valores anteriores.

No segundo estudo de caso foram analisadas as perdas em uma rede de distribuição em função da seção dos condutores, sendo primeiramente coletadas as informações necessárias para se fazer uma análise quantitativa para a identificação do tipo de perdas. As demandas foram medidas em tempo real e utilizadas em quatro patamares como mostra a Figura 16. Em seguida comparou-se as perdas do alimentador com as perdas de outros alimentadores para subsidiar as análises do recondutoramento, utilizando as mesmas condições de carga e comparando novamente os resultados com os valores anteriores.

Figura 16 – Patamares utilizados no planejamento

Período	Hora Inicial	Hora Final	Hora Cálculo	Ponta
Madrugada	1	6	5	Não
Manhã	6	12	11	Não
Tarde	12	17	16	Não
Noite	17	1	20	Sim

Fonte: Adaptada do Interplan (2013)

No terceiro estudo de caso analisou-se novas configurações para um alimentador que apresentava perdas elevadas em função do carregamento dos condutores. Inicialmente fez-se um levantamento das cargas ao longo do alimentador e analisou-se com base no software Interplan², de uso da concessionária, diversas simulações de fluxo de potência com várias configurações de manobra de blocos de cargas com alimentadores interligados e em algumas situações propondo novas interligações. Após escolhida a melhor configuração, relacionou-se as melhorias e comparou-se as perdas com as anteriores.

² Interplan é um software desenvolvido pela Daimon para a realização de fluxos de potência, análise e diagnósticos das redes de distribuição, avaliação de planejamento de novas redes e subestações, análise de partida de motores. Maiores informações no site do fornecedor (www.daimon.com.br)

3.3 INSTRUMENTOS DE PESQUISA

Na pesquisa bibliográfica e nos casos apresentados, foram realizados estudos sobre os procedimentos operacionais da distribuição, qualidade de energia e redução de perdas, conforme o PRODIST e normas técnicas da empresa.

3.4 ESTRATÉGIA NA OBTENÇÃO DOS DADOS

Os dados foram obtidos por meio de simulações de fluxo de potência nos patamares: madrugada (entre 00h00min e 06h00min), manhã (entre 06h00min e 12h00min), tarde (entre 12h00min e 18h00min) e noite (entre 18h00min e 00h00min) e foram comparadas com as perdas anteriores. As simulações de fluxos de potência foram realizadas no software Interplan, sendo esta a ferramenta mais utilizada pelos profissionais do setor de planejamento da concessionária local.

3.5 ANÁLISE DOS DADOS

Os dados foram tratados quantitativa e qualitativamente, sendo para isso utilizado os valores obtidos das simulações dos fluxos de potência e os valores obtidos das medições instaladas ao longo dos alimentadores analisados.

3.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este trabalho foi baseado em duas fontes de informações distintas: com base nos cálculos e observação do referencial teórico; e, por meio de livros, artigos e trabalhos relacionados com o assunto abordado.

Para cada estudo de caso, realizou-se comparações e discutiu-se os aspectos técnico-econômicos individualmente.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 CASO 1 – INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES

O alimentador XXX-01XX escolhido para este estudo de caso é de característica urbana e atende cargas residenciais, comerciais e industriais. Os dados característicos desse alimentador estão apresentados na Tabela 7.

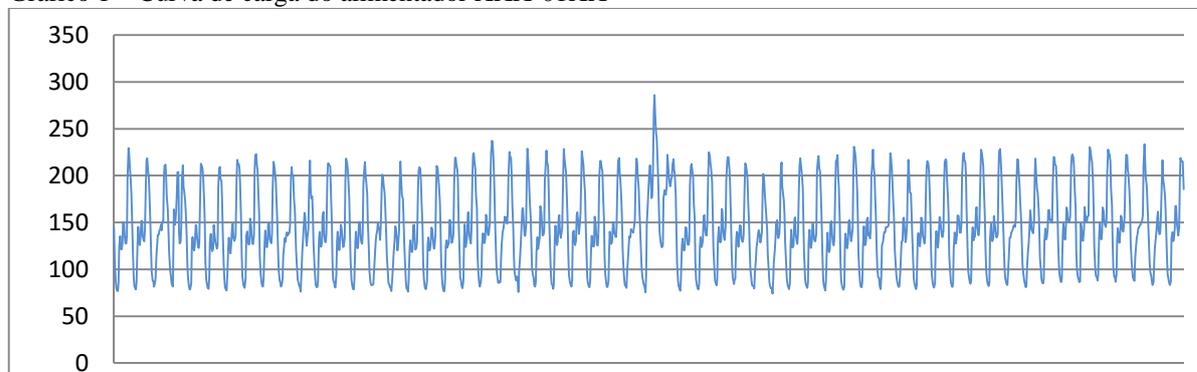
Tabela 7 – Características do alimentador XXX-01XX

SE-AI	V nom. (kV)	I carga (A)	Ext. do tronco (km)	Cond. do tronco	FP (na ponta)	kVAr máximo	Tensão no ponto mais desfavorável (pu)	Quant. de UC
XXX-01XX	13,8	220	3,92	4/0CAA	0,89	1774,82	0,95	9.407

Fonte: Autoria própria (2013)

Este estudo de caso tem como objetivo propor a instalação de banco de capacitores para adequar o FP e reduzir a energia reativa da rede. A curva de carga do alimentador foi obtida a partir de medições realizadas e armazenadas na base de dados da empresa, para aproximar as condições simuladas ao mais próximo possível da realidade, uma vez que o software utilizado converte a demanda faturada cadastrada na base de dados em corrente de carga, por meio de interações dos parâmetros com uma curva típica de demanda adotada para cada tipo de consumo do alimentador. A curva de carga do alimentador está representada no Gráfico 1.

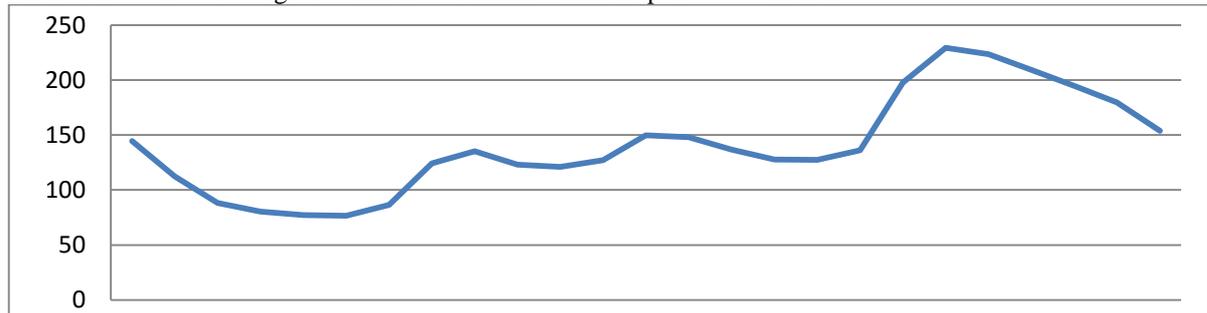
Gráfico 1 – Curva de carga do alimentador XXX-01XX



Fonte: Autoria própria (2013)

O Gráfico 2 ilustra o detalhe da curva de carga do alimentador para o período de um dia.

Gráfico 2 – Curva de carga do alimentador XXX-01XX no período de 24 horas



Fonte: Autoria própria (2013)

Observa-se pelos gráficos 1 e 2 que a demanda máxima do alimentador é da ordem de 220 A e a demanda mínima é de aproximadamente 60 A na madrugada.

Pelo fluxo de potência simulado, coletou-se o total das perdas de energia (kWh), perdas de demanda (kW), e a potência reativa (kVAr) na barra inicial do alimentador para os quatro patamares: madrugada, manhã, tarde e noite, totalizando as perdas de demanda e de energia da rede analisada, conforme representados nas Figuras 17, 18 e 19, respectivamente:

Figura 17 – Perdas de energia: estudo de caso 1

Perdas no alimentador					
Período	Perda(kW)	Perda(kWh)	Perda(kWh/mês)	Perda En(%)	Fat de Perda
Madrugada	34,30	172	5146	1,6145
Manhã	34,62	208	6231	1,5996
Tarde	43,60	218	6539	1,7983
Noite	96,73	774	23215	2,6692
Total	1371	41130	2,1184	0,5906

Fonte: Extraída do Interplan (2013)

Figura 18 – Perdas de demanda: estudo de caso 1

Perda de demanda no alimentador			
Período	Potência ativa(kW)	Perda de demanda(kW)	Perda de demanda(%)
Madrugada	2124,71	34,30	1,6145
Manhã	2163,93	34,62	1,5996
Tarde	2424,26	43,60	1,7983
Noite	3623,81	96,73	2,6692

Fonte: Extraída do Interplan (2013)

Figura 19 – Potência reativa: estudo de caso 1

Fluxo de potência reativa no trecho	
Período	Trifásica(kVAr)
Madrugada	966,34
Manhã	1171,17
Tarde	1320,39
Noite	1774,82

Fonte: Extraída do Interplan (2013)

O fator de potência resultante, calculado por meio do fluxo de carga é da ordem de 0,91 na madrugada, 0,87 pela manhã e pela tarde e 0,89 à noite, no horário de ponta do sistema, como ilustrado na Figura 20.

Figura 20 – Fator de potência: estudo de caso 1

Fator de potência no trecho	
Período	Trifásica(fp)
Madrugada	0,9103
Manhã	0,8794
Tarde	0,8782
Noite	0,8981

Fonte: Extraída do Interplan (2013)

Nota-se que o fator de potência não está atendendo aos critérios estabelecidos pela ANEEL, portanto, será ajustado com a instalação de banco de capacitores, para valores que atendam a legislação.

A Figura 21 ilustra a topologia atual do alimentador antes da instalação do banco de capacitores.

Figura 21 – Topologia rede estudada atual: estudo de caso 1



Fonte: Extraída do Interplan (2013)

4.1.1 Métodos para instalação de capacitores

4.1.1.1 Método da Concessionária

O método empregado pela concessionária local consiste em instalar bancos capacitores em pontos do alimentador que tenham potências reativas iguais ou próximas à metade da potência do banco a ser instalado.

A partir deste procedimento, foi simulado um banco fixo de capacitores e 600 kVAr em uma barra com 298 kVAr de potência reativa no tronco do alimentador. Os dados de fluxo de potência sem e com os capacitores estão apresentados na Tabela 8:

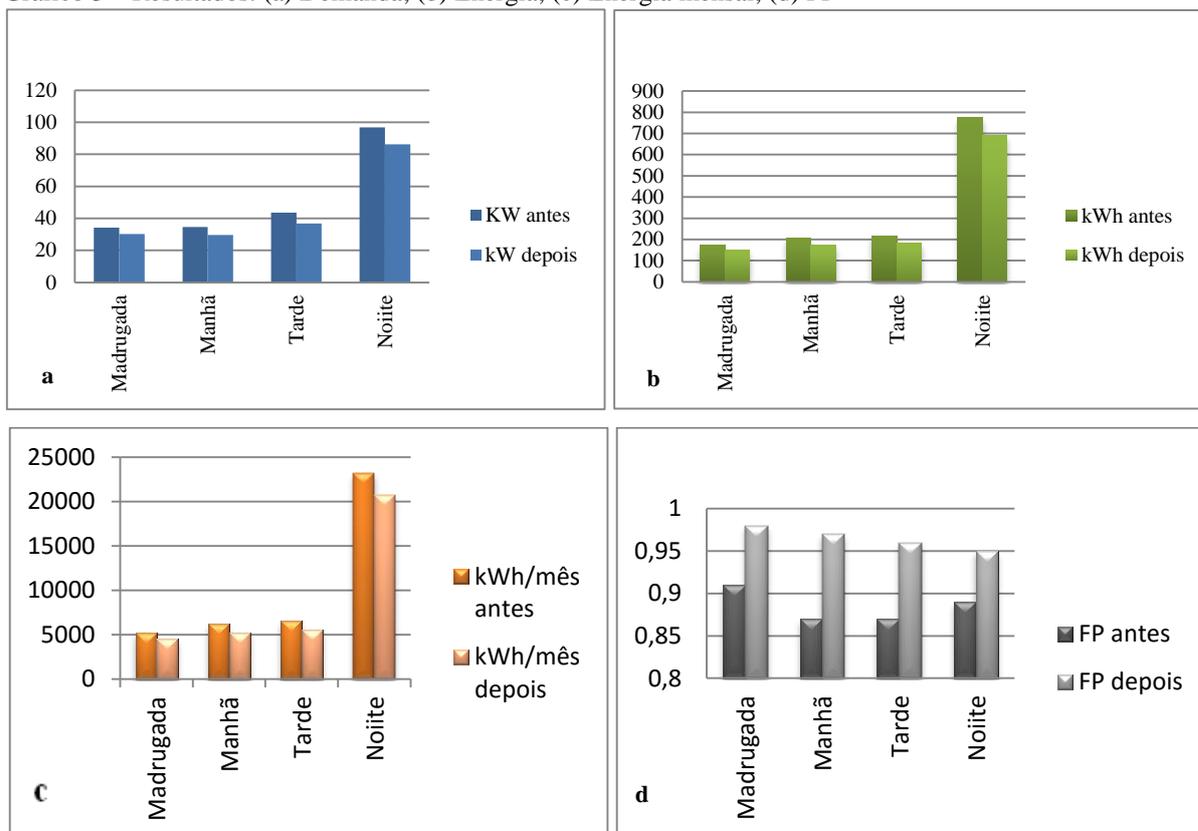
Tabela 8 – Fluxo de potência atual e com 1 banco de capacitores de 600 kVAr

SEM BANCO DE CAPACITORES								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	34,3	1,61	172	5146	1,61	966	0,91	0,98
Manhã	34,6	1,59	208	6231	1,59	1171	0,87	0,99
Tarde	43,6	1,79	218	6539	1,79	1320	0,87	0,99
Noite	96,7	2,67	774	23215	2,67	1774	0,89	0,97
	Total		1372	41131				
COM 1 BANCO DE CAPACITORES DE 600 KVAR								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	30,2	1,42	151	4536	1,42	370	0,98	0,99
Manhã	29,6	1,34	174	5230	1,34	551	0,97	1,00
Tarde	36,8	1,52	184	5526	1,51	703	0,96	1,00
Noite	86,3	2,38	691	20715	2,38	1168	0,95	0,98
	Total		1200	36007				

Fonte: Autoria própria (2013)

Observa-se que houve redução das perdas após a instalação do banco de capacitores, refletindo uma melhoria significativa na qualidade da energia distribuída, onde o menor FP passou de 0,87 para 0,96 e o maior percentual das perdas, no patamar Noite, reduziu de 2,67% para 2,38%. A economia das perdas de energia foi de 5124 kWh/mês, evitando uma demanda de 10,4 kW na ponta do sistema elétrico, como pode ser comprovado nos Gráficos 3 (a), (b) (c) e (d).

Gráfico 3 – Resultados: (a) Demanda; (b) Energia; (c) Energia mensal; (d) FP



Fonte: Autoria própria (2013)

No Gráfico 3, observa-se as perdas antes e após da instalação do banco de capacitores de 600 kVAr de: (a) demanda; (b) energia; (c) energia mensal e (d) FP. Os resultados são significativos, elevando o FP para 0,95 no horário de ponta do sistema elétrico e o ganho de tensão no alimentador foi da ordem de 0,01 pu, ou seja, 1,0%.

Os resultados estão representados na Tabela 9, onde é possível verificar todos os ganhos obtidos com a instalação do banco de capacitores de 600 kVAr.

Tabela 9 – Resultados das perdas com 1 banco de capacitores de 600 kVAr

RESULTADOS OBTIDOS COM UM BANCO DE CAPACITORES								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	4,1	0,19	21	610	0,19	596	0,98	0,01
Manhã	5	0,25	34	1001	0,25	620	0,97	0,01
Tarde	6,8	0,27	34	1013	0,28	617	0,96	0,01
Noite	10,4	0,29	83	2500	0,29	606	0,95	0,01
Total			172	5124				

Fonte: Autoria própria (2013)

Observa-se, pelos dados apresentados na Tabela 9, que ainda há possibilidade da instalação de mais um banco de capacitores, de forma a contribuir para a maior redução possível da energia reativa restante no alimentador e consequentemente melhorar o FP, elevando-o ao mais próximo possível do valor unitário.

Partido desta possibilidade foi simulado mais um banco de capacitores de 600 kVAr em uma barra com 300 kVAr de potência reativa, a 3,2 km de distância da subestação. Os resultados estão representados na Tabela 10, onde estão representados os dados sem os capacitores e com os capacitores, para melhor visualização dos resultados e comparação das perdas técnicas.

Tabela 10 – Fluxo de potência atual e com 2 bancos de capacitores de 600 kVAr

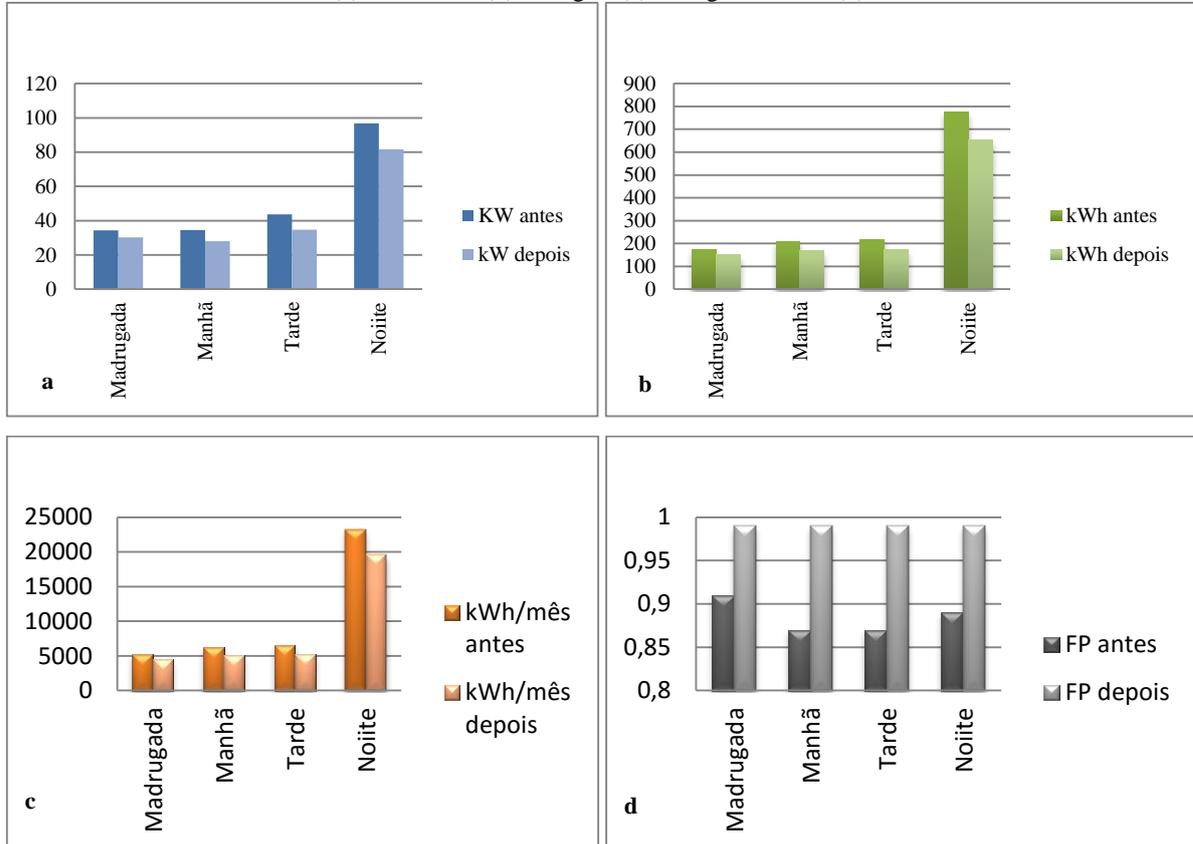
SEM CAPACITOR BANCO DE CAPACITORES								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	34,3	1,61	172	5146	1,61	966	0,91	0,98
Manhã	34,6	1,59	208	6231	1,59	1171	0,87	0,99
Tarde	43,6	1,79	218	6539	1,79	1320	0,87	0,99
Noite	96,7	2,67	774	23215	2,67	1774	0,89	0,97
Total			1372	41131				
COM 2 BANCOS DE CAPACITORES DE 600 KVAR								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	30,3	1,42	152	4547	1,42	-233	0,99	1,00
Manhã	27,9	1,29	168	5029	1,29	-76	0,99	1,01
Tarde	34,8	1,43	174	5215	1,43	77	0,99	1,01
Noite	81,6	2,25	653	19592	2,25	551	0,99	0,99
Total			1147	34383				

Fonte: Autoria própria (2013)

Instalando dois bancos de capacitores de 600 kVAr, surge nos patamares madrugada e manhã uma potência reativa capacitiva, que não influenciará nos resultados como um todo, sendo desprezível para o momento. Houve uma melhoria mais eficaz no FP que passou agora de 0,87 para 0,99. Houve um ganho da ordem de 0,02 pu na média tensão, ou seja, 2,0% de incremento de tensão ao longo do alimentador. O maior percentual das perdas, no patamar

Noite, reduziu de 2,67% para 2,25%, promovendo uma economia de energia de 6748 kWh/mês, na ponta do sistema elétrico, conforme os Gráficos 4 (a), (b), (c) e (d).

Gráfico 4 – Novos resultados: (a) Demanda; (b) Energia; (c) Energia mensal; (d) FP



Fonte: Autoria própria (2013)

Os resultados para esta configuração estão representados na Tabela 11.

Tabela 11 – Resultados das perdas com 2 bancos de capacitores de 600 kVAR

RESULTADOS OBTIDOS COM 2 BANCOS DE 600 KVAR

Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAR)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh		%			
Madrugada	4	0,19	20	599	0,19	733	0,99	0,02
Manhã	6,66	0,3	40	1202	0,3	1095	0,99	0,02
Tarde	8,8	0,36	44	1324	0,36	1243	0,99	0,02
Noite	15,1	0,42	121	3623	0,42	1223	0,99	0,02
Total			225	6748				

Fonte: Autoria própria (2013)

A Figura 22 ilustra a topologia do alimentador estudado, simulando a instalação dos bancos de capacitores de 600 kVAr, como demonstrado.

Figura 22 – Topologia rede com capacitores 600kVAr simulados: estudo de caso 1



Fonte: Extraída do Interplan (2013)

4.1.1.2 Método da regra dos dois terços

De acordo com método sugerido por Glover, Sarma e Overbye (2011), escolheu-se o ponto de instalação do banco de capacitores a partir dos dados da potência reativa do alimentador e da extensão total do tronco:

Potência reativa máxima: 1774 kVAr

Extensão do tronco do alimentador: 3,91 km

Potência do banco: $(2 * 1774)/3 = 1183$ kVAr

Ponto de instalação: $(2 * 3,91)/3 = 2,6$ km

A partir desta metodologia, foi simulado um banco fixo de 1200 kVAr a 2,6 km da subestação no tronco do alimentador. Os resultados estão apresentados na Tabela 12:

Tabela 12 – Fluxo de potência atual e com 1 banco de capacitores de 1200 kVAr

SEM CAPACITOR								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	34,3	1,61	172	5146	1,61	966	0,91	0,98
Manhã	34,6	1,59	208	6231	1,59	1171	0,87	0,99
Tarde	43,6	1,79	218	6539	1,79	1320	0,87	0,99
Noite	96,7	2,67	774	23215	2,67	1774	0,89	0,97
Total			1372	41131				
COM 1 BANCO DE CAPACITORES DE 1200 KVAR								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	30,5	1,43	153	4577	1,43	-238	0,99	1,00
Manhã	28,7	1,32	172	5158	1,32	-81	0,99	1,01
Tarde	35,9	1,47	180	5386	1,47	71	0,99	1,01
Noite	83,9	2,31	672	20152	2,31	541	0,99	0,99
Total			1177	35273				

Fonte: Autoria própria (2013)

Pelo método apresentado, a instalação de um banco de capacitores de 1200 kVAr também é favorável, comparando com o método anterior, proporcionando uma melhoria eficaz para o sistema elétrico.

Nota-se que resultados para o FP, são idênticos aos valores obtidos anteriormente, ou seja, passando de 0,87 para 0,99, assim como para redução das perdas de energia que passou de 2,67% para 2,31%. O ganho de tensão obtido é da ordem de 0,02 pu ao longo do alimentador.

Analisando o sistema como um todo, a economia das perdas de energia com a instalação de um banco de capacitores de 1200 kVAr foi da ordem de 5.858 kWh/mês na ponta do sistema elétrico, ou seja, menor que a redução promovida pelo método anterior. Outro fator de importância é em relação ao ponto de instalação, observa-se que para ambos os métodos, o ponto de instalação foi exatamente no mesmo local, a diferença observada é que no método anterior optou-se por dois bancos de 600 kVAr, ou seja, a potência total de capacitância necessária para a rede foi dividida e instalada em dois pontos distintos, sendo favorável em caso de danos no equipamento, para a primeira situação dificilmente ocorrerá um defeito nos bancos simultaneamente, o que possibilita a permanência de pelo menos um

banco em caso de defeito, já para o banco de 1200 kVAr, em caso de problemas técnicos no equipamento, o sistema ficaria desprovido dos benefícios.

Os resultados para a configuração do método dos “dois terços” instalando um banco de capacitores de 1200 kVAr estão representados na Tabela 13 e a topologia do alimentador com um banco automático de capacitores de 1200 kVAr está ilustrada na Figura 23, na qual se pode observar a representação do capacitor instalado de acordo a metodologia empregada na simulação.

Tabela 13 – Resultados das perdas com 1 banco de capacitores de 1200 kVAr

RESULTADOS OBTIDOS COM 1 BANCO DE 1200 KVAR								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	3,8	0,18	19	569	0,18	728	0,99	0,02
Manhã	5,9	0,27	36	1073	0,27	1090	0,99	0,02
Tarde	7,7	0,32	38	1153	0,32	1249	0,99	0,02
Noite	12,8	0,36	102	3063	0,36	1233	0,99	0,02
	Total		195	5858				

Fonte: Autoria própria (2013)

Figura 23 – Topologia rede com capacitor 1200kVAr simulado – estudo de caso 1



Fonte: Extraída do Interplan (2013)

Nota-se que os dois métodos são eficientes e podem ser aplicados na escolha do ponto de instalação e na definição da potência dos bancos de capacitores. Os resultados apresentados foram satisfatórios e bastante próximos.

O investimento para o banco de capacitores de 1200 kVAr é bem maior do que para os bancos de capacitores de 600 kVAr, por se tratar de um equipamento que só deve ser manobrado automaticamente, também vale ressaltar que, mesmo apresentando resultados bem próximos, a instalação de um banco de capacitores de 1200 kVAr apresentou um benefício menor que para a instalação de dois bancos de 600 kVAr.

Tecnicamente, a alternativa que melhor se aplica para a redução das perdas técnicas no alimentador estudado, é a de instalação de dois bancos de capacitores de 600 kVAr, porque proporciona o melhor benefício para o sistema elétrico e para a concessionária, mesmo se optando em automatizar os bancos de 600 kVAr, ainda é técnico-economicamente viável.

4.1.1.3 Análise econômica

Fazendo-se uma análise econômica da instalação dos capacitores de 600 kVAr, prova-se a viabilidade econômica do projeto. A análise foi feita com base na planilha financeira utilizada pela empresa, que verifica a rentabilidade de um projeto pelo método do valor presente líquido (VPL) do investimento, levando em consideração a oferta de mercado e a redução das perdas com a realização da obra. A planilha calcula também a taxa interna de retorno (TIR) e a relação benefício custo (RBC) do empreendimento.

Os resultados da oferta do projeto e das perdas simuladas até o ano 2017 estão apresentados nas Tabelas 14 e 15. Foi considerado um crescimento anual a uma taxa de 6,0%.

Tabela 14 – Análise financeira para 2 bancos de capacitores de 600 kVAr

ANO	MERCADO DA AREA DE INFLU- ENCIA (MW)	OFERTA DO PROJETO (MW)	MERCADO DO PROJETO (MW)	INVESTIMENTOS RS\$x1000		PERDAS (MW)	
				TRANSM.	DISTRIB.	SEM	COM
2013	4,88	0,00	0,00	0,00	65,64	0,0142	0,0000
2014	5,18	0,43	0,43	0,00	0,00	0,0159	0,0122
2015	5,50	0,41	0,41	0,00	0,00	0,0180	0,0138
2016	5,84	0,38	0,38	0,00	0,00	0,0203	0,0156
2017	6,19	0,36	0,36	0,00	0,00	0,0229	0,0177

Fonte: Adaptada da Planilha FIN (2013)

Tabela 15 – Viabilidade econômica para 2 bancos de capacitores de 600 kVAr

RESULTADOS	
TAXA INTERNA DE RETORNO - TIR	263,39%
VALOR PRESENTE LÍQUIDO - VPL (R\$ x 1000)	432
TEMPO DE RETORNO DO CAPITAL - TRC (anos)	0,40
BENEFÍCIO TOTAL - VALOR PRESENTE (R\$ X 1000)	2.787,74
CUSTO TOTAL - VALOR PRESENTE (R\$ X 1000)	2.355,44
IRE = BENEFÍCIO/CUSTO (Índice de Priorização)	1,18

Fonte: Extraída da Planilha FIN (2013)

4.1.1.4 Análise da viabilidade

Considerando os cálculos realizados, admite-se que o projeto é técnico-economicamente viável, por atender aos requisitos técnicos e normativos da ANEEL e da concessionária e por atender aos requisitos econômicos e financeiros conforme os procedimentos da empresa, tendo como garantia a receita economizada e o tempo de retorno do investimento.

Observa-se na Tabela 14 que os custos de instalação dos bancos automáticos de capacitores foram considerados no ano de estudo, 2013 e que os benefícios passaram a ser computados no ano seguinte, 2014. A planilha FIN apresentou um TRC anual de 0,4, ou seja, em cinco meses paga-se os equipamentos instalados que tiveram um custo de R\$ 65.635,36, já incluindo projeto, mão de obra e componentes menores. Conclui-se, portanto que o investimento retorna, por mês, um montante da ordem de R\$ 13.127,07 e uma receita anual, com impostos, da ordem de R\$ 157.524,86, a uma taxa de remuneração de capital de 7,5% considerada pela concessionária, sendo a RBC calculada pela planilha FIN igual a 1,18, como foi apresentado na Tabela 15.

4.1.1.5 Considerações finais

Com base nos cálculos realizados, conclui-se que a instalação de bancos de capacitores em redes de distribuição possibilita a correção do fator de potência e reduz o excedente da energia reativa. Para as duas técnicas apresentadas neste estudo de caso, considera-se ambas tecnicamente aplicáveis. A instalação dos equipamentos analisados é economicamente viável para ambos os casos, porém a técnica da regra dos 2/3 tem o inconveniente de determinar potências muito altas para os bancos de capacitores, sendo um agravante porque nem sempre é possível utilizá-los nas redes de distribuição de média tensão.

O mesmo não ocorre quando se distribui a potência capacitiva ao longo do alimentador, instalando dois ou mais bancos de capacitores.

Outro ponto importante é o chaveamento dos bancos, bancos de 1200 kVAr provocam transitórios mais intensos na rede elétrica do que um banco de 600 kVAr, podendo comprometer a proteção que pode atuar quando chaveados. Para evitar tal situação, deve-se elevar os ajustes dos relés e religadores, que gera outro problema que a redução da sensibilidade da proteção, sendo necessário a instalação de novos equipamentos de proteção.

4.2 CASO 2 – RECONDUTORAMENTO

O alimentador YYY-01YY escolhido para este estudo de caso é de característica rural e atende cargas residenciais, comerciais e rurais. Apresenta altos índices de perdas e baixo FP. Os dados característicos desse alimentador estão apresentados na Tabela 16.

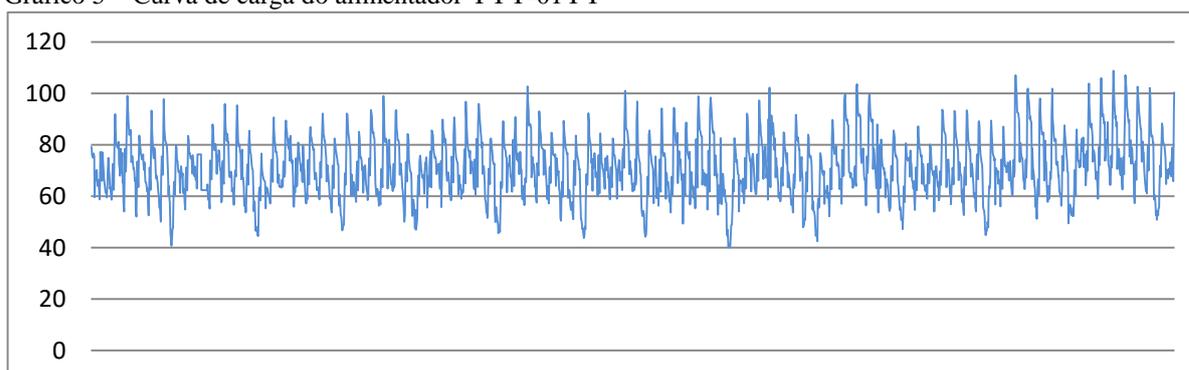
Tabela 16 – Características do alimentador YYY-01YY

SE-AI	V nom. (kV)	I carga (A)	Ext. do tronco (km)	Cond. do tronco	FP (ponta)	kVAr máximo	Tensão no ponto mais desfavorável (pu)	Quant. de UC
YYY-01YY	13,8	110	32,0	2CAA	0,89	1.016,5	0,91	3.300

Fonte: Autoria própria (2013)

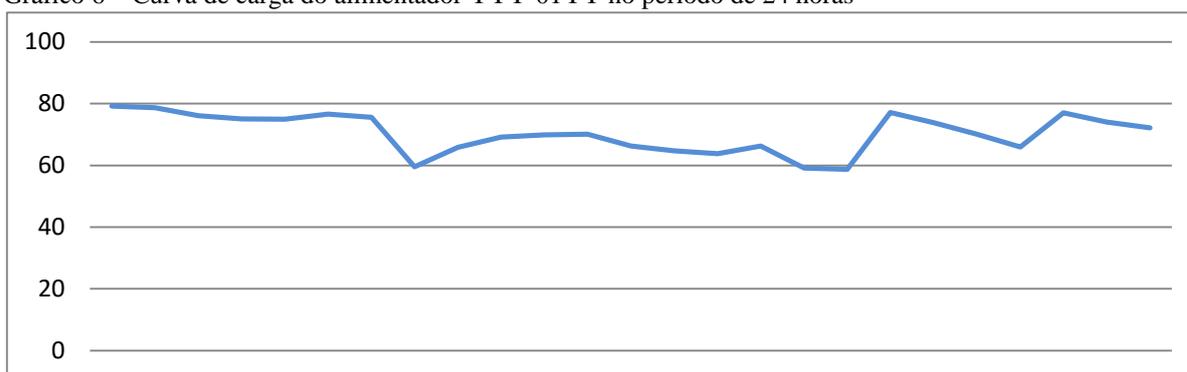
Este estudo de caso tem como objetivo analisar a redução das perdas elétricas com o recondutoramento de 20 km do tronco do alimentador YYY-01YY. Foram analisadas as perdas elétricas promovidas pelo mau dimensionamento dos condutores e sobre carga do sistema elétrico, além da grande extensão da rede. O alimentador já possui um banco de reguladores de tensão delta fechado e um banco fixo de capacitores.

Gráfico 5 – Curva de carga do alimentador YYY-01YY



Fonte: Autoria própria (2013)

Gráfico 6 – Curva de carga do alimentador YYY-01YY no período de 24 horas



Fonte: Autoria própria (2013)

Conforme os Gráficos 5 e 6 nota-se que a demanda máxima do alimentador YYY-01YY é da ordem de 110 A e ocorre sempre no patamar noite, coincidindo com o horário de ponta do sistema elétrico, enquanto que a demanda mínima registrada nas medições é de aproximadamente 50 A e acontece sempre no patamar madrugada.

A partir do fluxo de potência simulado, verificou-se as perdas de energia (kWh), perdas de demanda (kW), a potência reativa (kVAr) totais na barra inicial do alimentador e o FP nos patamares da madrugada, manhã, tarde e noite, conforme apresentados nas Figuras 24, 25, 26 e 27, respectivamente.

Os dados foram todos extraídos da simulação das condições normais do alimentador. Percebe-se que o alimentador apresenta uma perda considerável de energia, sendo a maior da ordem de 14% no patamar noite.

Figura 24 – Perdas de energia: estudo de caso 2

Perdas no alimentador					
Período	Perda(kW)	Perda(kWh)	Perda(kWh/mês)	Perda En(%)	Fat de Perda
Madrugada	128,44	642	19265	9,0000
Manhã	164,11	985	29541	10,1661
Tarde	174,15	871	26122	10,5737
Noite	314,12	2513	75389	14,3968
Total	5011	150317	11,7864	0,6646

Fonte: Extraída do Interplan (2013)

Figura 25 – Perdas de demanda: estudo de caso 2

Perda de demanda no alimentador			
Período	Potência ativa(kW)	Perda de demanda(kW)	Perda de demanda(%)
Madrugada	1427,07	128,44	9,0000
Manhã	1614,33	164,11	10,1661
Tarde	1646,98	174,15	10,5737
Noite	2181,90	314,12	14,3968

Fonte: Extraída do Interplan (2013)

Figura 26 – Potência reativa: estudo de caso 2

Fluxo de potência reativa no trecho	
Período	Trifásica(kVAr)
Madrugada	623,04
Manhã	795,11
Tarde	814,11
Noite	1016,51

Fonte: Extraída do Interplan (2013)

Figura 27 – Fator de potência: estudo de caso 2

Fator de potência no trecho	
Período	Trifásica(fp)
Madrugada	0,9164
Manhã	0,8970
Tarde	0,8964
Noite	0,9064

Fonte: Extraída do Interplan (2013)

O fator de potência resultante no alimentador, analisado neste estudo de caso é da ordem de 0,91 na madrugada, 0,89 pela manhã e pela tarde e 0,90 à noite.

Observa-se que esse fator de potência não atende aos critérios estabelecidos pela ANEEL, portanto, será ajustado com a repotencialização dos condutores, ou seja, de um recondutoramento no tronco do alimentador, beneficiando o sistema elétrico como um todo e adequando os níveis de tensão da rede a valores que refletem na melhoria da qualidade do fornecimento de energia.

4.2.1 Recondutoramento

O método utilizado pelas concessionárias para a execução de um projeto de recondutoramento, geralmente, consiste programar vários desligamentos, realizando o serviço por trechos. Em algumas situações interliga-se geradores de energia à rede elétrica, isolando pequenos trechos para executar os séricos, várias vezes até completar todo o recondutoramento. Dessa forma, mantém-se energizada grande parte do alimentador, não comprometendo os indicadores de qualidade. A partir dessa alternativa, percebe-se a possibilidade da realização do recondutoramento analisado neste estudo.

Foi simulado um recondutoramento de 20 km de rede substituindo os condutores 2CAA por 4/0CAA, por serem esses, os condutores padronizados pela concessionária, como condutores mínimos para se utilizar no tronco dos alimentadores de distribuição. Os dados de fluxo de potência antes e após do recondutoramento estão apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 – Fluxo de potência sem e com o recondutoramento

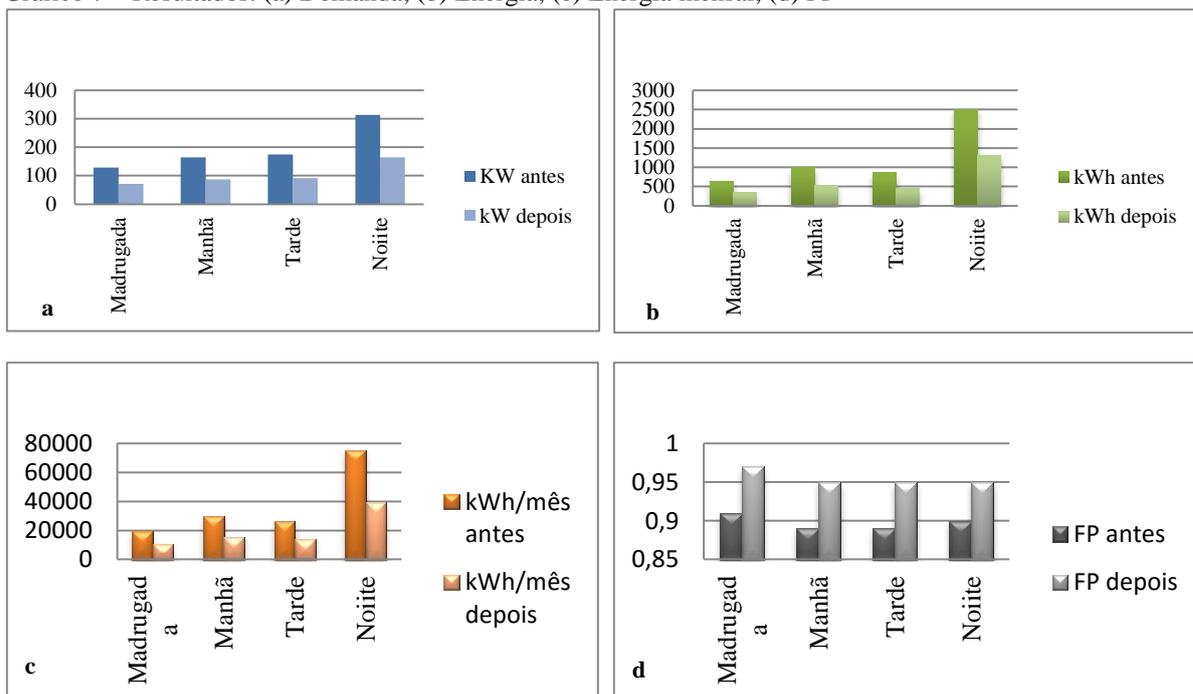
SEM O RECONDUTORAMENTO								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	128	9	642	19265	9,0	623	0,91	0,90
Manhã	164	10,2	985	29541	10,2	795	0,89	0,91
Tarde	174	10,6	871	26122	10,6	814	0,89	0,91
Noite	314	14,4	2513	75389	14,4	1016	0,90	0,90
Total	5011		150317					

COM O RECONDUTORAMENTO								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	71	5,11	357	10712	5,11	329	0,97	0,97
Manhã	87	5,51	520	15603	5,51	506	0,95	0,97
Tarde	91	5,58	453	13597	5,58	524	0,95	0,97
Noite	164	7,7	1312	39375	7,7	746	0,95	0,96
Total	2642		79287					

Fonte: Autoria própria (2013)

Os Gráficos 7 (a), (b) (c) e (d) demonstram as comparações entre os dois cenários estudados.

Gráfico 7 – Resultados: (a) Demanda; (b) Energia; (c) Energia mensal; (d) FP



Fonte: Autoria própria (2013)

Nota-se que houve uma melhoria significativa na qualidade da energia. O menor FP passou de 0,89 para 0,95 e o maior percentual das perdas reduziu de 14,4% para 7,7%, refletindo um ganho da ordem de 6,69%. Os resultados estão representados na Tabela 18.

Tabela 18 – Resultados das perdas com o recondutoramento

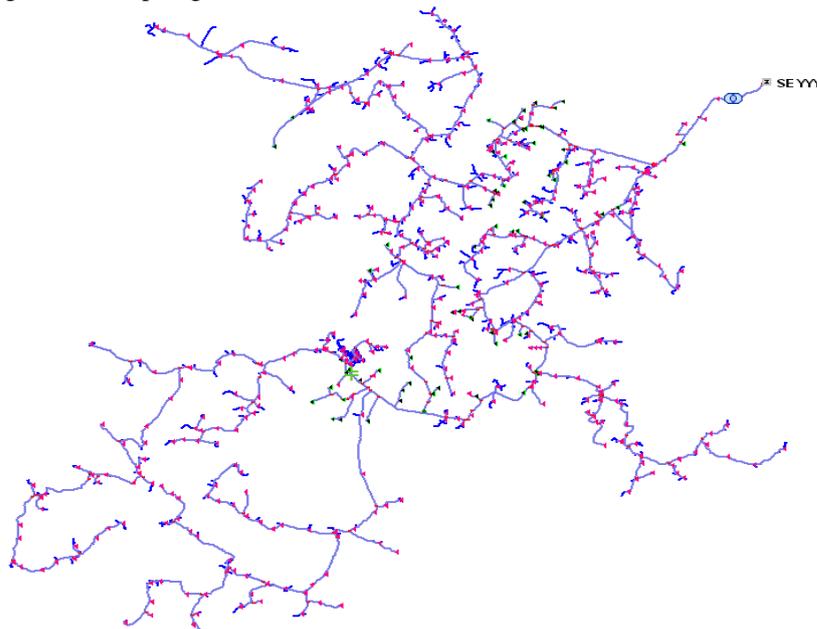
RESULTADOS OBTIDOS								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	57	3,89	285	8553	3,89	294	0,97	0,07
Manhã	77	4,65	465	13938	4,65	289	0,95	0,06
Tarde	83	4,99	418	12525	4,99	290	0,95	0,06
Noite	150	6,69	1201	36014	6,69	270	0,95	0,06
	Total		2369	71030				

Fonte: Autoria própria (2013)

Analisando os dados apresentados na Tabela 18, observa-se que houve uma redução significativa das perdas elétricas, resultando em uma economia total da ordem de 71030 kWh/mês de energia, além da adequação dos níveis de tensão ao longo do alimentador, reforçando a rede e possibilitando o atendimento de novas cargas. O menor ganho de tensão foi de 0,06 pu, ou seja, 6,0% de incremento.

A topologia do alimentador estudado está representada na Figura 27.

Figura 28 – Topologia rede: estudo de caso 2



Fonte: Extraída do Interplan (2013)

4.2.2 Análise econômica

Os custos envolvidos no recondutoramento foram lançados na planilha financeira para os cálculos da viabilidade econômica do projeto, verificando a rentabilidade, o VPL, a TIR e a RBC do empreendimento.

Os resultados da oferta do projeto e das perdas simuladas até o ano 2021 estão apresentados nas Tabelas 19 e 20:

Tabela 19 – Análise financeira para recondutoramento

ANO	MERCADO DA AREA DE INFLU- ENCIA (MW)	OFERTA DO PROJETO (MW)	MERCADO DO PROJETO (MW)	INVESTIMENTOS R\$X1000		PERDAS (MW)	
				TRANSM.	DISTRIB.	SEM	COM
2013	2,75	0,00	0,00	0,00	900,00	0,780	0,0000
2014	2,92	0,15	0,15	0,00	0,00	0,840	0,413
2015	3,08	0,14	0,14	0,00	0,00	0,890	0,438
2016	3,28	0,13	0,13	0,00	0,00	0,944	0,464
2017	3,47	0,12	0,12	0,00	0,00	1,00	0,491
2018	3,68	0,12	0,12	0,00	0,00	1,06	0,521
2019	3,90	0,11	0,11	0,00	0,00	1,12	0,552
2020	4,13	0,10	0,10	0,00	0,00	1,19	0,586
2021	4,38	0,10	0,10	0,00	0,00	1,26	0,621

Fonte: Extraída da Planilha FIN (2013)

Tabela 20 – Viabilidade econômica para recondutoramento

RESULTADOS	
TAXA INTERNA DE RETORNO - TIR	56,28%
VALOR PRESENTE LÍQUIDO - VPL (R\$ x 1000)	1.285
TEMPO DE RETORNO DO CAPITAL - TRC (anos)	2,10
BENEFÍCIO TOTAL - VALOR PRESENTE (R\$ X 1000)	3.420,73
CUSTO TOTAL - VALOR PRESENTE (R\$ X 1000)	2.135,27
IRE = BENEFÍCIO/CUSTO (Índice de Priorização)	1,60

Fonte: Extraída da Planilha FIN (2013)

4.2.3 Análise da viabilidade

Considerando os cálculos realizados nesta seção, admite-se que o projeto é técnico-economicamente viável, por atender aos requisitos técnicos e normativos da ANEEL e da concessionária e por atender aos requisitos econômicos e financeiros conforme os

procedimentos da empresa, tendo como garantia a receita economizada e o tempo de retorno do investimento.

Observa-se na Tabela 19 que os custos de recondutoramento do tronco do alimentador foram considerados no ano de estudo, 2013 e que os benefícios passaram a ser computados no ano seguinte, 2014.

A planilha FIN apresentou um TRC anual de 2,10, ou seja, em dois anos a dois meses paga-se o empreendimento que apresentou um custo de R\$ 900.000,00, já incluindo projeto, mão de obra, limpeza de faixa e componentes menores. A taxa anual de crescimento adotada para as análises foi de 6,0% ao ano, como é adotado pela concessionária.

4.2.4 Considerações finais

Das análises realizadas com base nas simulações e resultados obtidos, conclui-se que o recondutoramento é uma alternativa viável para a redução das perdas técnicas, uma vez que possibilita a repotencialização da rede elétrica, melhorando a confiabilidade do sistema elétrico, bem como a continuidade e a flexibilidade, além de adequar os níveis de tensão ao longo do alimentador, aos critérios de qualidade.

A rentabilidade do recondutoramento se mostrou atrativa, garantindo um retorno mensal da ordem de R\$ 35.714,29, comprovado pelo cálculo do TRC de 2,1 anos a um investimento de R\$ 900.000,00. A taxa de remuneração de capital foi de 7,5% como considerada pela concessionária e a RBC calculada pela planilha FIN para a proposta analisada foi de 1,6.

A alternativa apresentada possui as seguintes vantagens:

- Baixo custo;
- Aproveitamento da faixa de servidão, contribuindo para o meio ambiente, uma vez que se evita novo desmatamento;
- Aproveitamento de boa parte dos postes existentes, contribuindo para a sustentabilidade e preservação do meio ambiente.

As desvantagens que o recondutoramento pode apresentar são:

- Quantidade excessiva de desligamentos programados, podendo comprometer os indicadores de qualidade e continuidade;
- Tempo muito longo para a realização das obras;

- Venda da energia parada no instante da realização das obras devido aos desligamentos;
- Dificuldade na aquisição de geradores para suprir parte da demanda durante o período de intervenção no alimentador.

4.3 CASO 3 – RECONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

Neste estudo de caso foi analisado a possibilidade de controlar o FP a partir da reconfiguração da topologia de dois alimentadores urbanos que atendem cargas residenciais, comerciais e industriais (indústrias de pequeno porte) e que são interligados por meio de chaves de manobra sob carga e automatizadas.

O alimentador ZZZ-01Z1 apresenta um FP adequado em 0,99, com corrente de carga de 170 A e o alimentador ZZZ-01Z2 apresenta um FP de 0,89, corrente de carga de 320 A e com excesso de energia reativa, aumentando as perdas de energia nesse alimentador.

As perdas calculadas são da ordem de 4,5% no alimentador ZZZ-01Z1 e de 2,0% no alimentador ZZZ-01Z2.

Os dados característicos desses dois alimentadores estão representados na Tabela 21. Nota-se que o alimentador ZZZ-01Z2 apresenta os piores índices de perdas elétricas, por ter o maior carregamento.

Tabela 21 – Características do alimentador YYY-01YY

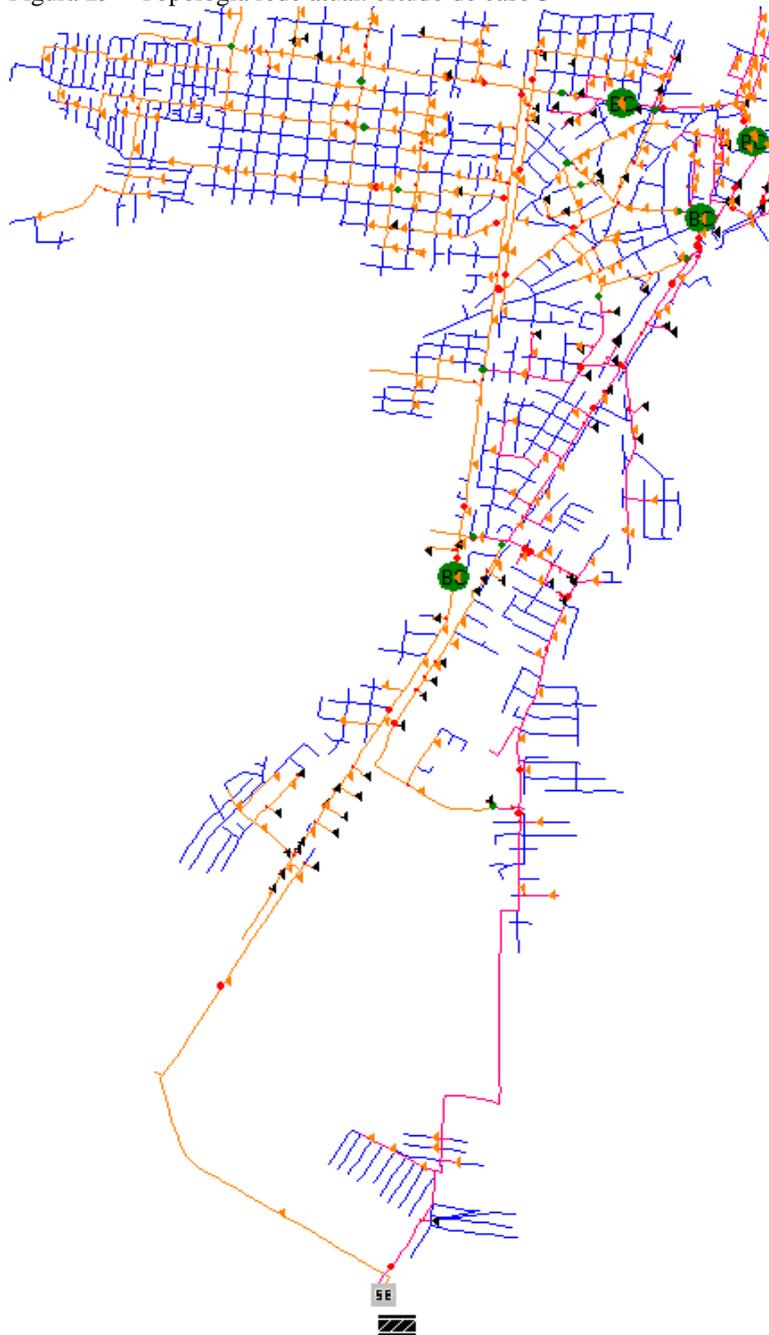
SE-AI	V nom. (kV)	I carga (A)	Ext. do tronco (km)	Cond. do tronco	FP (na ponta)	kVAr máximo	Tensão no ponto mais desfavorável (pu)	Quant. de UC
ZZZ-01Z1	13,8	170	7,0	336CA	0,99	691	1,00	5.985
ZZZ-01Z2	13,8	320	6,0	185mm ²	0,89	2.830	0,97	12.908

Fonte: Autoria própria (2013)

Para esta análise, foi considerado o somatório das perdas de energia, de demanda e de energia reativa, antes e após a manobra, dos dois alimentadores, para comparação e verificação do ganho global do sistema elétrico.

A Figura 29 representa a topologia atual dos dois alimentadores estudados. É possível observar a quantidade de capacitores (representador pelos círculos verdes) instalados no alimentador ZZZ-01Z1.

Figura 29 – Topologia rede atual: estudo de caso 3



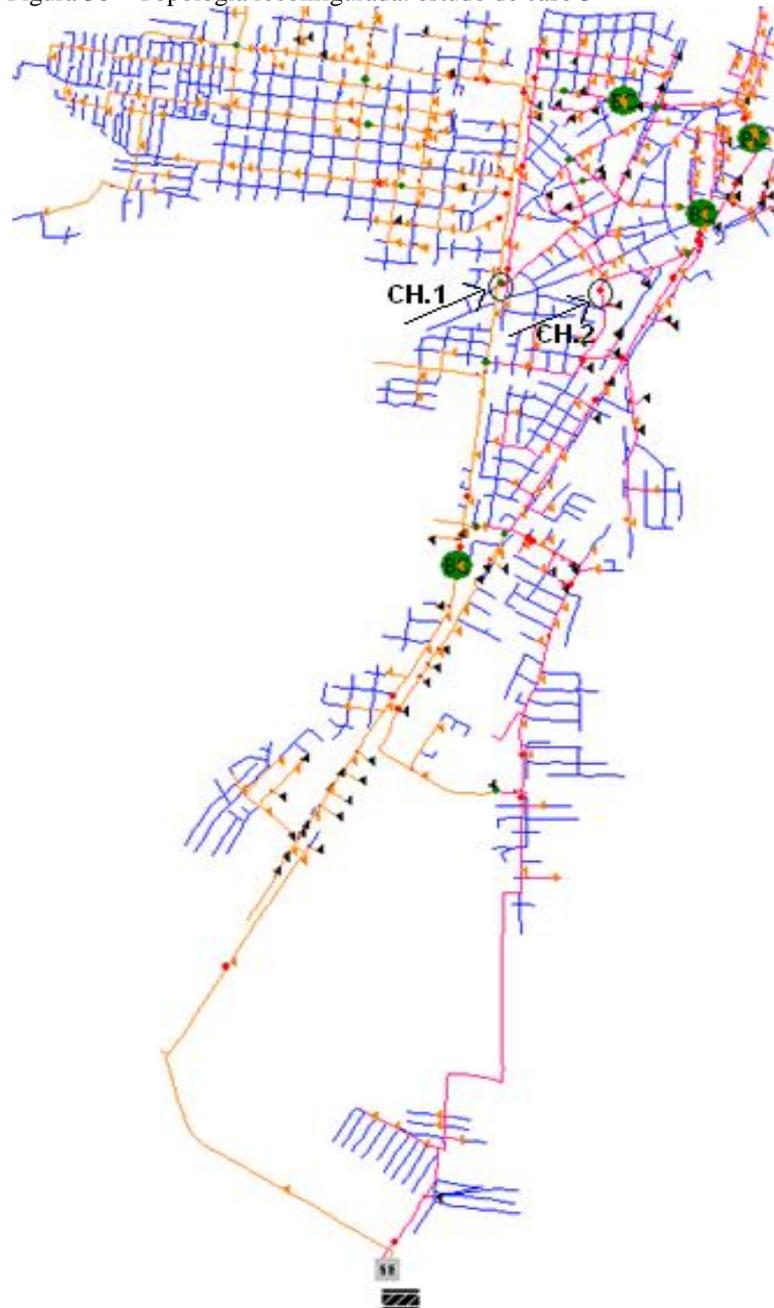
Fonte: Extraída do Interplan (2013)

O alimentador ZZZ-01Z1 possui três bancos de capacitores de 600 kVAr cada um, enquanto que o alimentador ZZZ-01Z2 possui apenas um banco de 600 kVAr. A demanda dos alimentadores Z1 e Z2 são, respectivamente, 170 A e 320 A.

A reconfiguração entre os alimentadores é possível de ser realizada apenas manobrando duas chaves automatizadas por telecomandos. O procedimento é realizado pelo centro de operação da distribuição (COD).

A Figura 30 representa a topologia dos alimentadores após a reconfiguração.

Figura 30 – Topologia reconfigurada: estudo de caso 3



Fonte: Extraída do Interplan (2013)

O alimentador ZZZ-01Z1 absorveu cargas do alimentador ZZZ-01Z2, proporcionando uma melhoria no FP, que passou de 0,89 para 0,92 se adequando aos limites mínimos estabelecidos pela ANEEL.

A economia de energia mensal foi da ordem de 13.149 kWh. As Tabelas 22, 23 e 24 apresentam os dados de fluxo de potência atuais para os dois alimentadores.

Tabela 22 – Fluxo de potência atual AL ZZZ-01Z1

ALIMENTADOR 1 - ATUAL								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	34,32	1,61	172	5147	1,60	-670	0,95	1,00
Manhã	65,77	2,02	395	11839	2,01	474	0,98	1,00
Tarde	76,88	2,19	384	11532	2,19	691	0,98	1,00
Noite	69,56	2,04	556	16694	2,04	284	0,99	1,01
Total			1507	45212				

Fonte: Autoria própria (2013)

Tabela 23 – Fluxo de potência atual AL ZZZ-01Z2

ALIMENTADOR 2 - ATUAL								
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP	Tensão (pu)
	De demanda		De energia					
	kW	%	kWh	kWh/mês	%			
Madrugada	121	2,86	609	18281	2,86	1533	0,94	0,97
Manhã	171	3,49	1028	30839	3,49	2373	0,90	0,98
Tarde	201	3,81	1007	30202	3,81	2628	0,89	0,97
Noite	286	4,55	2290	68692	4,55	2829	0,91	0,97
Total			4934	148014				

Fonte: Autoria própria (2013)

Tabela 24 – Fluxo de potência atual – somatório das perdas AL ZZZ-01Z2

PERDAS TOTAIS AL Z1 + AL Z2 ATUAL										
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP		Tensão (pu)	
	De demanda		De energia				AL 1	AL 2	AL 1	AL 2
	kW	%	kWh	kWh/mês	%					
Madrugada	155,3	4,47	781	23428	4,47	863	0,95	0,94	1,00	0,97
Manhã	236,8	5,51	1423	42678	5,50	2847	0,98	0,90	1,00	0,97
Tarde	277,9	6,00	1391	41734	6,00	3319	0,98	0,89	1,00	0,98
Noite	355,6	6,59	2846	85386	6,59	3113	0,99	0,91	1,01	0,97
Total			6441	193226						

Fonte: Autoria própria (2013)

Após a reconfiguração ocorre um equilíbrio das correntes de carga entre os dois alimentadores, passando para 170 A para 259 A e de 320 A para 211 A, nos alimentadores 01Z1 e 01Z2, respectivamente. A Tabela 25 mostra o somatório das perdas após a reconfiguração.

Tabela 25 – Fluxo de potência sistema reconfigurado – somatório das perdas

PERDAS TOTAIS AL Z1 + AL Z2 RECONFIGURADOS										
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP		Tensão (pu)	
	De demanda		De energia				AL 1	AL 2	AL 1	AL 2
	kW	%	kWh	kWh/mês	%					
Madrugada	134,6	4,09	673	20206	4,09	920	0,99	0,96	0,98	0,98
Manhã	233,6	5,42	1401	42042	5,42	2948	0,95	0,92	0,98	1,00
Tarde	274,6	5,94	1373	41190	5,94	3429	0,94	0,92	0,98	1,00
Noite	319,2	6,49	2555	76639	6,49	3206	0,96	0,93	0,98	0,99
Total			6002	180077						

Fonte: Autoria própria (2013)

A soma das perdas dos dois alimentadores reduziu após reconfiguração da topologia das redes, melhorando o FP de forma a mantê-lo dentro das exigências da ANEEL. Observa-se que o menor FP é de 0,92. Nota-se também que houve um equilíbrio das tensões entre os alimentadores.

Os resultados obtidos após a reconfiguração da topologia dos alimentadores analisados neste estudo de caso estão representados na Tabela 26, onde podem ser observados os benefícios promovidos com a nova topologia.

Tabela 26 – Resultados do sistema reconfigurado – somatório das perdas

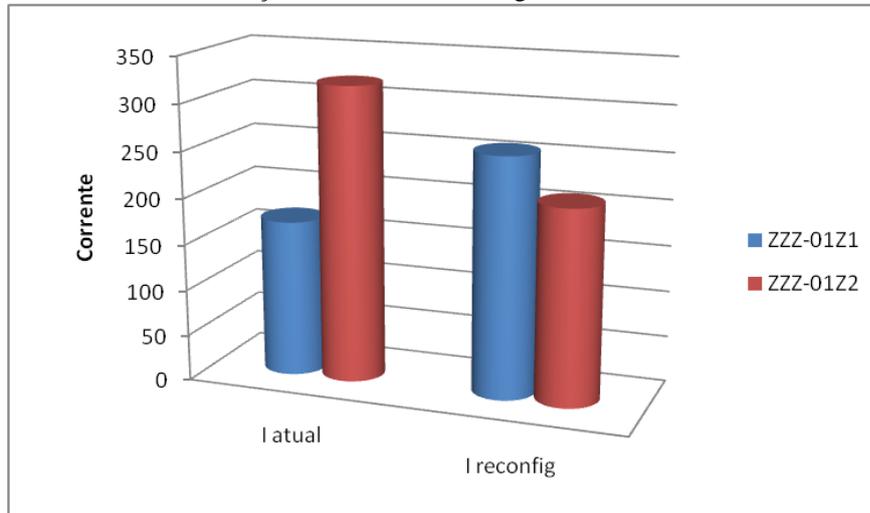
RESULTADOS OBTIDOS										
Patamar	Perdas					Potência reativa (kVAr)	FP		Tensão (pu)	
	De demanda		De energia				AL 1	AL 2	AL 1	AL 2
	kW	%	kWh	kWh/mês	%					
Madrugada	20,72	0,38	108	3222	0,38	-57	0,99	0,96	0,98	0,98
Manhã	3,17	0,09	22	636	0,08	-101	0,95	0,92	0,98	1,00
Tarde	3,28	0,06	18	544	0,06	-110	0,94	0,92	0,98	1,00
Noite	36,36	0,10	291	8747	0,10	-93	0,96	0,93	0,98	0,99
Total			439	13149						

Fonte: Autoria própria (2013)

O ganho obtido na redução das perdas com esta alternativa foi de 13140 kWh/mês de energia, além da adequação do FP e equilíbrio dos níveis de tensão nos pontos mais desfavoráveis do sistema elétrico.

Outro benefício obtido foi o equilíbrio de corrente e das unidades consumidoras entre os alimentadores, contribuindo para a melhoria dos indicadores de continuidade. O Gráfico 8 demonstra a distribuição da corrente de carga promovida pela manobra.

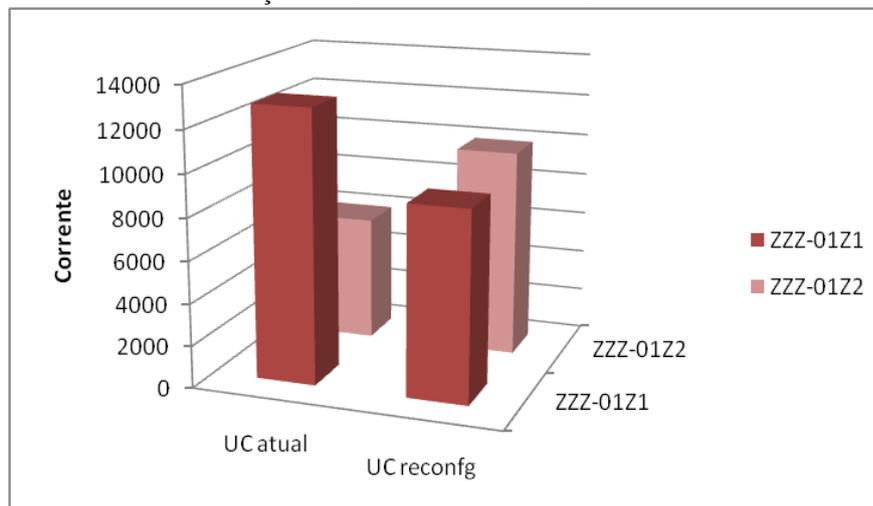
Gráfico 8 – Redistribuição das correntes de carga: estudo de caso 3



Fonte: Autoria própria (2013)

A região estudada é atendida por dois alimentadores de 13,8 kV, contemplando 18.893 consumidores no total, sendo atendidos pelo alimentador 01Z1 12.908 consumidores e pelo alimentador 01Z2 5.985 consumidores. Na reconfiguração foram transferidos para o alimentador 01Z2 3.003 consumidores, distribuindo a quantidade UC's, ficando o alimentador 01Z1 com 8.988 consumidores e o alimentador 01Z2 com 9.905 consumidores, como pode ser observado no Gráfico 9.

Gráfico 9 – Redistribuição das UCs – estudo de caso 3

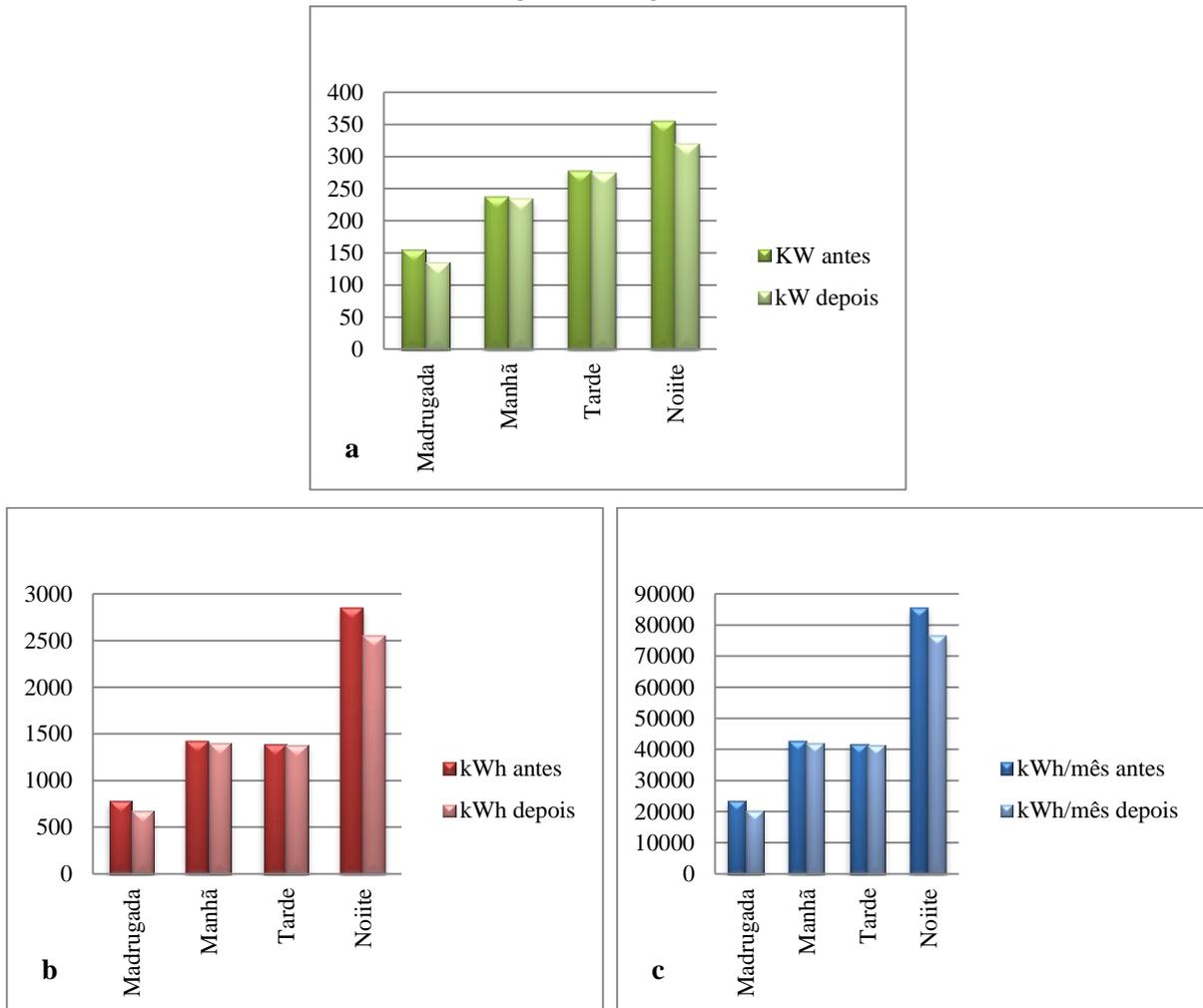


Fonte: Autoria própria (2013)

A transferência analisada neste estudo de caso foi realizada pela concessionária e os resultados foram observados de imediato, o que comprovou que a condição estudada é possível de ser realizada com outros alimentadores.

Os resultados podem ser observados nos Gráficos 10 (a), 6.2 (b) e 6.2 (c).

Gráfico 10 – Resultados: (a) Demanda; (b) Energia; (c) Energia mensal



Fonte: Autoria própria (2013)

4.3.1 Análise econômica

A realização das manobras para reconfiguração dos alimentadores, não necessita de projetos, nem de deslocamento de turmas, e os custos necessários após a instalação das chaves são os relacionados com os serviços de transmissão de dados, que podem ser por meio de rádio, celular ou satélite. A operacionalidade das chaves se dá a partir de comandos enviados pelo COD à distância.

4.3.2 Análise da viabilidade

Com base nos resultados obtidos das análises de reconfiguração das redes estudadas, a utilização dos recursos de manobra instalados no sistema elétrico que possibilita a reconfiguração das redes de distribuição é técnico-economicamente viável, por atender aos requisitos técnicos e normativos da ANEEL e da concessionária, mantendo os níveis de qualidade dentro das exigências e por não haver despesas extras com a operação desses dispositivos de manobra, uma vez que a operação foi toda realizada remotamente pelo centro de operações da distribuição.

4.3.3 Considerações finais

Das análises realizadas, conclui-se que a reconfiguração do sistema elétrico é uma alternativa viável e prática, sendo um recurso de grande importância para o sistema elétrico, por possibilitar inúmeras vantagens quanto à operacionalidade das redes de distribuição de energia elétrica.

Algumas das vantagens de se ter sistemas interligados:

- Distribuição adequada da potência capacitiva da rede;
- Redistribuição das cargas entre os alimentadores;
- Flexibilidade de manobras;
- Confiabilidade do sistema elétrico;
- Segurança na manobra;
- Operação sob carga, não sendo necessário o desligamento das redes.

Quanto às desvantagens de sistemas interligados, pode-se relacionar:

- As redes devem ser reforçadas para possibilitar as transferências;
- O sistema deve estar em fase, o que nem sempre pode ser possível se os alimentadores pertencem a subestações diferentes;
- Necessitam de um canal de dados de alta confiabilidade;
- As proteções principais devem ser ajustadas para contemplar a carga, podendo implicar na sensibilidade da proteção.

4.4 ANÁLISE COMPARATIVA DAS ALTERNATIVAS

Tabela 27 – Resumo comparativo das alternativas

Alternativa	Custos (R\$)	Perdas reduzidas (kWh/mês)	Vantagens	Desvantagens
Instalação de capacitores	65.640,00	5.858	<ul style="list-style-type: none"> • Baixo custo • Praticidade de instalação • Fácil manutenção • Compensação de reativos • Adequação do FP • Elevação de tensão 	<ul style="list-style-type: none"> • Em casos de perda em uma das células pode provocar desequilíbrio de tensão
Recondutoramento	900.000,00	71.030	<ul style="list-style-type: none"> • Baixo custo comparando com a construção de uma rede nova • Aproveitamento da faixa de servidão • Aproveitamento de postes • Aproveita a faixa de servidão • Repotencialização • Elevação de tensão • Redução de perdas • Adequação do FP 	<ul style="list-style-type: none"> • Quantidade excessiva de desligamentos • Tempo longo de execução • Necessidade da utilização de geradores
Reconfiguração do sistema elétrico	0	13.149	<ul style="list-style-type: none"> • Baixo custo • Equipamento geralmente já instalado • Operação remota • Operação sob carga • Fácil manutenção • Adequação do FP • Flexibilidade nas manobras 	<ul style="list-style-type: none"> • Pouca disponibilidade de recursos • Canal de dados nem sempre disponível

Fonte: Autoria própria (2013)

Fazendo uma análise comparativa entre as alternativas apresentadas no trabalho, pode-se observar que em relação à redução das perdas, o recondutoramento foi a melhor alternativa, porque proporcionou a maior redução. Embora tenha sido a de maior custo, apresentou mais vantagens que as outras. Do ponto de vista financeiro, a alternativa de reconfiguração do

sistema elétrico tem a maior vantagem por não gerar custos e apresenta ótimas vantagens. Tecnicamente a alternativa que apresenta os melhores resultados e reforça de fato o sistema elétrico é a alternativa de recondutoramento, embora todas sejam importantes para o sistema elétrico, por possibilitarem a redução das perdas de energia.

As técnicas apresentadas neste trabalho têm suas aplicações conforme a necessidade das redes e o quantitativo de redução necessário para as perdas.

5 CONCLUSÕES

A exigência dos consumidores, aliada ao novo aparato regulatório do setor elétrico, tem obrigado às distribuidoras de energia elétrica, sob fiscalização da ANEEL, a manter um padrão de qualidade nos serviços prestados. E para atingir esse objetivo, as concessionárias precisam investir nas melhorias das redes de distribuição de energia elétrica para obtenção da eficiência energética e cumprimento da legislação, obtendo como benefício; a modicidade tarifária, universalização do atendimento, confiabilidade e qualidade no fornecimento.

Partindo do desafio de buscar soluções para a redução das perdas de energia, mantendo um padrão aceitável para o sistema de distribuição de média tensão, foram verificadas e apresentadas neste trabalho, três possíveis alternativas, avaliadas pelo critério de viabilidade técnico-econômica, que contribuam para a redução das mesmas, sendo de fácil aplicação e de baixo custo de implementação, não necessitando de desligamentos prolongados das redes, garantindo a continuidade do fornecimento da energia elétrica.

Este trabalho tem a proposta de analisar as perdas atuais de cada alimentador estudado e verificar qual a solução que melhor se aplica a cada situação, com o objetivo de apresentar três alternativas viáveis para se obter o controle das perdas de energia nas redes de distribuição para os casos específicos. Foram analisadas três causas que impactam nas perdas de energia elétrica das redes de distribuição (excedente de energia reativa, capacidade dos condutores do tronco de alimentadores com grandes extensões e excesso de carga) e três propostas de soluções para as devidas correções dessas perdas; instalação de banco de capacitores para o controle da energia reativa e melhoria do fator de potência, recondutoramento do tronco, aumentando a capacidade do alimentador e, a reconfiguração da topologia das redes de distribuição, possibilitando a redistribuição das cargas, da energia capacitiva, da corrente de carga e das unidades consumidoras, a fim de melhorar o fator de potência e conseqüentemente, reduzir as perdas de energia.

No primeiro estudo de caso, fez-se uma análise geral das perdas de energia em um alimentador urbano que atende a 9.407 unidades consumidoras, distribuídas entre residências, comerciais e industriais de pequeno porte. A corrente de carga do alimentador é de 220 A, com condutores 4/0CCA no tronco e apresentando um fator de potência de 0,89. Para este alimentador foi proposta a instalação de bancos de capacitores para a redução da energia reativa excedente e adequação do fator de potência para se obter a redução das perdas de energia ao longo do circuito elétrico.

Para a definição do melhor ponto de instalação e da potência do banco de capacitores, foram realizadas duas análises fundamentadas em dois métodos distintos; o método utilizado pela concessionária, que determina o ponto de instalação e a potência do banco em função da energia reativa do alimentador, aplicando bancos de capacitores com o dobro da potência da energia reativa na barra de instalação. E o método dos “dois terços” proposto por Glover, Sarma e Overbye (2011), que possibilita a determinação da potência do banco de capacitores e do melhor ponto para a instalação do banco, em função da máxima potência reativa da rede e da extensão do alimentador calculados pelos $2/3$ de cada parâmetro.

Das análises realizadas, considerando os dois métodos, decidiu-se pela aplicação do método praticado pela concessionária, por possibilitar a distribuição da potência dos capacitores em dois pontos distintos do alimentador, favorecendo a manutenção e operação dos bancos sem implicar nos ajustes dos equipamentos de proteção. As perdas de energia foram reduzidas em 6.748 kWh/mês, adequando o fator de potência para 0,99 e um incremento de 2,0% nos níveis de tensão. A rentabilidade desta proposta se comprovou a partir dos cálculos realizados pela Planilha FIN, apresentando taxa de retorno do capital investido de 0,4 anos para um investimento da ordem de R\$ 65.640,00, com uma relação benefício/custo de 1,18.

No segundo estudo de caso, analisou-se as perdas de energia elétrica de um alimentador de carga predominantemente rural, atendendo a 3.300 unidades consumidoras, com extensão do tronco de 32,0 km e corrente de carga de 110 A, apresentando um fator de potência de 0,89 e perdas da ordem de 14,4%. Em função da extensão do alimentador e do percentual de perdas detectado, foi proposto o recondutoramento de 20 km do tronco, substituindo os condutores 2CAA por 4/0CAA, aumentando a capacidade da rede e reduzindo a queda de tensão ao longo do alimentador e conseqüentemente melhorando as perdas elétricas. O novo fator de potência passou a ser 0,95 e as perdas de energia foram reduzidas em 71.030 kWh/mês. O recondutoramento proporcionou uma melhoria significativa nos níveis de tensão, proporcionando um incremento da ordem de 7,0%. A viabilidade para o recondutoramento apresentado foi comprovada com os cálculos realizados pela Planilha FIN, apresentando uma taxa de retorno de 2,1 anos para um capital investido da ordem de R\$ 900.000,00, com uma relação benefício/custo de 1,6. A taxa interna de retorno calculada foi de 56,28%. Vale ressaltar que os condutores 4/0CAA foram adotados por ser padrão da concessionária utilizar a seção mínima de 4/0 para troncos de alimentadores.

Por fim, no terceiro estudo de caso, buscou-se por meio da redistribuição das cargas e da potência capacitiva, a adequação das perdas. Foram verificadas e analisadas as perdas de energia de dois alimentadores interligados entre si por meio de chaves de manobra automatizadas. Os alimentadores são de características urbanas e atendem cargas residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte. As perdas de energia dos dois alimentadores foram somadas para serem analisadas de forma global. Os alimentadores Z1 (com 5.985 unidades consumidoras, 170 A de demanda, fator de potência de 0,99, energia reativa de 691 kVAr e perdas de energia de 45.212 kWh/mês) e Z2 (com 12.908 unidades consumidoras, 320 A de demanda, fator de potência de 0,89, energia reativa de 2.830 kVAr e perdas de energia de 148.014 kWh/mês) apresentaram uma perda total de energia da ordem de 193.226 kWh/mês. Após a manobra, as perdas foram reduzidas para 180.077 kWh/mês. A economia foi de 13.179 kWh/mês, adequando o pior fator de potência de 0,89 para 0,92, reduzindo a energia reativa em 110 kVAr, além de promover a redistribuição das unidades consumidoras e das correntes de carga, ficando os alimentadores Z1 (com 8.988 unidades consumidoras e 259 A) e Z2 (com 9.905 unidades consumidoras e 211 A). A manobra foi realizada por meio de chaves telecomandas existentes no sistema elétrico, evitando custos de instalação e de deslocamento de turmas para operação das chaves.

Os objetivos deste trabalho foram atingidos com êxito, uma vez que, verificados por meio de cálculos e simulações, os ganhos técnicos e econômicos de cada alternativa apresentada nos estudos de caso, tendo como premissas a qualidade da energia distribuída e a representação das perdas no sistema elétrico.

Para os estudos de caso apresentados, cada uma, das três proposições, é favorável quanto aos critérios exigidos pela ANEEL em relação à qualidade da energia, mantendo os indicadores dentro das metas estabelecidas pela concessionária.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros que abordem o mesmo tema, sugere-se que sejam estudadas as perdas em outros segmentos do sistema de distribuição de energia elétrica (ramais de serviço, medidores, transformadores de distribuição, rede BT, entre outros), tomando como base a regulamentação do setor elétrico, demonstrando e propondo novas alternativas de eficiência energética. Estudar a inovação das redes inteligentes “*smart grid*” para a otimização do sistema elétrico, na oportunidade de evoluir com a utilização dos aparatos tecnológicos que

possibilitam a modernização do sistema elétrico brasileiro. Analisar as melhorias obtidas com a redução das perdas de energia, realizando cálculos de retorno financeiro, relacionados com a compra e venda da energia elétrica, de forma a viabilizar os projetos de redução das perdas técnicas.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADDEE. **A distribuição de energia**. 2012. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 20 Abr 2013.

_____. **Visão geral do setor**. 2012. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 29 Jun 2013.

ÁLVARO, J. R. **Metologia científica**. 13. ed. São Paulo: Atlas, 1985.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Lei Nº 9.427, de 26 de dezemvro de 1996**. Brasília, p. 12. 1996.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, p. 236. 2008.

_____. **PRODIST: Módulo 2 – Planejamento da expansão do sistema de distribuição**. Aneel. Brasília, DF, p. 24. 2008.

_____. _____ **Módulo 7– Cálculo de perdas na distribuição**. 2. ed. Brasília: Aneel, v. 1, 2012.

_____. _____ **Módulo 8 - Qualidade de energia elétrica**. 2. ed. Brasília, p. 72. 2012.

ARAÚJO, A. C. M. D. **Perdas e inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil**. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Rio de Janeiro, p. 125. Tese de Doutorado Rio de Janeiro, 2007.

BACELAR, J. **Manual de planejamento da distribuição - Coelba**. Salvador. 2011. Manual revisado pelo Engenheiro Eletricista Carlos Eduardo Campos Valois.

BAZAN, L. F. A. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo busca tabu**. Faculdade de Engenharia , Universidade Estadual Paulista - UNESP. Ilha Solteira, p. 122. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.

BERNARDES, P. N. B. O. **Caracterização das perdas na rede de distribuição de alta tensão**. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto - FEUP. [S.l.], p. 89. 2011. Dissertação de mestrado integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia.

BUTLER, K. L.; SARMA, N. D. R.; PRASAD, R. Network reconfiguration for service restoration in shipboard power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Nov 2001. 653-661.

- CAMARGO, C. **Smart grid: a rede elétrica inteligente**. 2009. Disponível em: <<http://www.tecmundo.com.br/3008-smart-grid-a-rede-eletrica-inteligente.htm>>. Acesso em: 10 Jul 2013.
- CASTRO, C. H.; BUNCH, J. B.; TOPKA, T. M. Generalized algorithms for distribution feeder deployment and sectionalizing. **IEEE Transactions on PAS**, 1980. 549-557.
- CASTRO, N. **Valor on line**. 2012. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/clipping/download/Perdas%20em%20toda%20a%20rede%20eletrica%20chegam%20a%2017%205.pdf>>. Acesso em: 11 Jul 2013.
- CIVIL, P. D. R. C. **Lei Nº 9.648, de 27 de Maio de 1998**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm>. Acesso em: 10 Jul 2013.
- COSSI, A. M. **Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão**. Universidade Estadual Paulista- UNESP: Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Ilha Solteira, p. 233. 2008. Tese (Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP) como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, 2008.
- COSTA, P. M. A. D. **O efeito pelicular ou efeito skin**. 2011. Disponível em: <<http://www.estgv.ipv.pt/PaginasPessoais/paulomoises/>>. Acesso em: 10 jul 2013.
- ECONOMIA, T. **Perda de energia entre geração e distribuição chega a 15%**. 2012. Disponível em: <<http://economia.terra.com.br/perda-de-energia-entre-geracao-e-distribuicao-chega-a-15,585939160467b310VgnCLD200000bbcce0aRCRD.html>>. Acesso em: 11 Jul 2013.
- EFFICIENTIA. **Redução de perdas**. 2011. Disponível em: <<http://www.efficientia.com.br/ProdutosServicosReducaoPerdas.aspx>>. Acesso em: 11 jul 2013.
- ELETROBRAS. **Importância da energia elétrica**. 2013. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/natrilhadaenergia/energia-eletrica/main.asp?View=%7BB1E5C97A-39C6-49BE-9B34-9BC51ECC124F%7D>>. Acesso em: 15 Mar 2013.
- FRAGOAS, A. G. **Estudo de caso do uso de bancos de capacitores em uma rede de distribuição primária: indicativos de sua viabilidade econômica**. Escola de engenharia elétrica de São Carlos, Universidade de São Paulo - USP. p. 72. Trabalho de conclusão de curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos, SP, 2008.
- GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2007.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power system analysis and design**. 5. ed. Canada: Cengage Learning, 2011.
- GODOY, A. V. D.; DINIZ, C. F.; GODOY, M. V. D. **Faturamento do excedente de energia e demanda reativa: combate ao desperdício de energia**. Universidade de Pernambuco - UPE. Pernambuco, PE, p. 7. 2005.

HARLOW, J. H. **Electric power transformer engineering**. Boca Raton, Florida: CRC Press LLC, 2004. ISBN ISBN 0-8493-1704-5.

ITB, E. E. **Regulador de tensão monofásico**. 2013. Disponível em: <<http://www.itb.ind.br/regulador-de-tensao-monofasico.php>>. Acesso em: 21 Mai 2013.

LIMA, R. M. F. **Oportunidades de melhoria nos processos de distribuição de energia elétrica**. Universidade de São Paulo - USP. São Carlos, p. 66. Monografia do trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado à Universidade de São Paulo (Escola de Engenharia de São Carlos), 2011.

MANDAL, S.; PAHWA, A. Optimal selection of conductors for distribution feeders. **IEEE Transaction on Power Systems**, 2002. 192-197.

MARTINHO, E. **Distúrbios da energia elétrica**. 2. ed. São Paulo. Érica, 2011.

MAURÍCIO, D. M. **Instalação de capacitores para a redução das perdas em uma rede de distribuição de energia elétrica via algoritmos genéticos**. Universidade Federal de Ouro Preto (Escola de Minas - EM). Ouro Preto, p. 53. Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto (Graduação em Engenharia de Controle e Automação), 2007.

MÁXIMO, A.; ALVARENGA, B. **Física**. 2. ed. São Paulo, SP: Scipione, 2012.

MÉFFE, A. **Metodologia para cálculos de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição**. São Paulo, [s.n.], v. 1, 152 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

OLIVEIRA, M. E. D. **Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Ilha Solteira, [s.n.], 137 p. (Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia - UNESP, Campus de Ilha solteira, São Paulo, 2009.

PROENÇA, L. B. **Algoritmos genéticos no planejamento da expansão de distribuição de energia elétrica**. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Portugal, p. 170. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, 1993.

QUEIROZ, L. M. O. D. **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica**. Universidade Estadual de Campinas - Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação. Campinas, SP, p. 161. Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Automação (2010).

RANJAN, R. et al. Optimal conductor selection of radial distribution feeders using evolutionary programming. **TENCON 2003. Conference on Convergent Technologies for Asia-Pacific Region**, 2003.

SILVA, M. S. D. **Energia elétrica**. 2012. Disponível em: <http://www.suapesquisa.com/o_que_e/energia_eletrica.htm>. Acesso em: 12 Mar 2013.

TLA, C. **Manual TLA: capacitores de potência**. 2013. Disponível em: <<http://www.tlacapacitores.com.br/arquivos/uploads/2011/09/manual-capacitores-de-potencia.pdf>>. Acesso em: 15 Mai 2013.

TRAM, H. N.; WALL, D. L. Optimal conductor selection in planning radial distribution systems. **IEEE Transaction PWRS**, 1988. 200-206.

WANG, Z. et al. A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems. **IEEE Transaction on Power Delivery**, 2000. 350-354.

XINGHUO, Y. et al. The New frontier of smart grids. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, Set 2011. 49-63.