



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA - UFPB
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA - CCT
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO

JOSÉ VALTER ALVES SANTOS

Relatório apresentado à coordenação de estágios em Engenharia Elétrica da UFPB como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Campina grande - PB 10 de Dezembro de 1997

ESTAGIÁRIO: JOSÉ VALTER ALVES SANTOS

MATRICULA: 9421041-0

EMPRESA: ENERGIPE - EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE

SUPERVISOR: ALÍPIO IBIAPINA NETO

TIPO DE ESTÁGIO: SUPERVISIONADO

PERÍODO DE ESTÁGIO: 11 DE AGOSTO A 31 DE OUTUBRO DE 1997

PROFESSOR ORIENTADOR: ELIANE MARISE RAPOSO DE CARVALHO

COORDENADOR DE ESTÁGIOS: RICARDO J. AGUIAR LOUREIRO



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

*Esse trabalho é dedicado
aos meus pais, Osmano Vieira dos
Santos e Ivonete Alves da Silva Santos;
aos meus irmãos, Osmano Filho e Ana
Gardênia;
à minha noiva, Bianca Vieira Rosário,
Sem os quais eu não teria obtido êxito.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à DEUS pela força interior que me fez conseguir chegar ao final do curso com êxito.

Agradeço à minha família pelo apoio e compreensão nos momentos de desânimo e aborrecimentos.

Agradeço ao Professor Washington Macedo pela oportunidade de realizar este estágio, e aos colegas Alípio, Francisco, Reginaldo, Sérgio e Battesini pela paciência e auxílio no dia a dia de trabalho na empresa.

Agradeço à Professora Eliane Marise R. de Carvalho pelo auxílio e orientação na execução desse relatório e pelos conhecimentos técnicos fornecidos nas disciplinas POTÊNCIA I e II.

Pôr fim, agradecimentos muito especiais aos amigos e colegas de curso, que tornaram mais brandas as dificuldades encontradas durante todo esse tempo, principalmente à Geraldo e Mary Karlla pela força.

OBJETIVO

Este trabalho tem por objetivo apresentar o relatório de estágio do aluno JOSÉ VALTER ALVES SANTOS, realizado na Empresa Energética de Sergipe - **ENERGIPE**, mais especificamente no **DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA**, na **DIVISÃO DE PLANEJAMENTO E ESTUDOS DA DISTRIBUIÇÃO**, no período compreendido entre 11/08/97 e 31/11/97, sob a orientação da professora Eliane Marise Raposo de Carvalho. O relatório trata basicamente das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, apresentando uma breve teoria, complementada com os resultados do processo de avaliação das perdas técnicas no alimentador **01F2-RCH** (nível de tensão de 13.8 kV), subestação **MARUIM (MRI)**, do sistema ENERGIPE, utilizando uma metodologia desenvolvida dentro de um programa de cooperação existente entre **ATECEL/DEE-UFPA** e **SAELPA**, consolidada através de um conjunto de programas computacionais conversacionais interdependentes, formando um sistema computacional desenvolvido em linguagens CLIPPER e FORTRAN.

INTRODUÇÃO

O cenário energético atual, aponta para dificuldades cada vez maiores em atender, com níveis mínimos de qualidade, um mercado crescente de energia elétrica.

Os altos custos envolvidos na construção de novas centrais de geração, linhas de transmissão e redes de distribuição, com repercussão direta na tarifa, associados em diversos casos ao esgotamento da capacidade de geração, exigem cada vez mais que os diversos segmentos da sociedade reduzam os desperdícios da energia elétrica. Racionalizar o seu uso, pode significar a diferença em dispor de energia com qualidade e a um custo acessível, ou conviver com períodos de racionamento e/ou energia de baixa qualidade.

Uma das grandes preocupações das empresas de distribuição de energia elétrica, são as perdas de energia que ocorrem em seus sistemas. A quantificação delas, segundo o tipo e o componente onde ocorrem, permite identificar qual ação e para onde direcionar os recursos que visam a sua redução.

Quando estamos estudando um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, três problemas são verificados: cálculos de queda de tensão, levantamento do perfil de tensão e cálculo de perdas. Em princípio, estes problemas resultam em um único: o problema do Fluxo de Carga, que é uma ferramenta muito utilizada para a avaliação das perdas nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
1.1. Introdução.....	1
1.2. Organograma da Empresa.....	1
CAPÍTULO 2	2
2.1. Introdução.....	2
2.2. Classificação das Perdas Elétricas.....	3
2.3. Considerações Gerais.....	4
2.3.1. Perdas no Transporte.....	4
2.3.1.1. Condutores da Rede Primária.....	5
2.3.1.2. Transformadores de Distribuição.....	5
2.3.1.3. Condutores da Rede Secundária.....	6
2.3.1.4. Ramais de Ligação.....	7
2.3.1.5. Medidores.....	7
2.3.2. Perdas na Entrega.....	7
CAPÍTULO 3	8
3.1. Introdução.....	8
3.2. Sistema Computacional para Simulação de Redes Elétricas.....	8
3.3. Metodologia para Avaliação das Perdas em Alimentadores.....	9
3.3.1. Levantamento dos Dados.....	10
3.4. Plano de Redução.....	11
3.5. Avaliação das Perdas no Alimentador 01F2 - RCH.....	13
3.5.1. Levantamento dos Dados.....	13
3.5.2. Situação Atual do Alimentador 01F2 - RCH.....	18
3.5.3. Soluções Alternativas.....	20
3.5.4. Solução Alternativa 1.....	21
3.5.5. Solução Alternativa 2.....	23
3.5.6. Solução Alternativa 3.....	24

CAPÍTULO 4	26
4.1. Conclusão.....	26
BIBLIOGRAFIA	27
ANEXOS	28

CAPÍTULO 1

APRESENTAÇÃO DA EMPRESA

1.1. INTRODUÇÃO

A ENERGIPE é uma empresa estatal, em processo de privatização, que recebe energia da CHESF, suprindo cerca de 80% do estado de Sergipe, sendo que a parte restante é atendida pela SULGIPE.

A ENERGIPE possui 20 subestações 69/13,8 kV, 87 alimentadores e uma potência instalada em subestações de 295 MVA. Todo esse potencial está dividido em 7 CAC's (Centros de Atendimento a Clientes).

Os últimos cálculos feitos relativos as perdas técnicas com dados de Outubro de 1996, mostram que a empresa apresenta 7% de perdas técnicas, sendo que os resultados foram obtidos com 67 alimentadores cadastrados, cerca de 77% do total de alimentadores. Em relação as perdas comerciais, atualmente a empresa estima um percentual de 8,5%.

A empresa tem como previsão até o ano 2000 a instalação de 8 subestações, 43 alimentadores e um acréscimo na potência instalada de 189 MVA.

1.2. ORGANOGRAMA DA EMPRESA

O estágio foi realizado na **DIVISÃO DE PLANEJAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO**, que é diretamente ligada à **DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO**, e esta por sua vez é diretamente ligada à **PRESIDÊNCIA** da empresa.

A seguir apresentamos um organograma da empresa com toda a sua estrutura organizacional.

ORGANOGRAMA DA EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE - ENERGIPE

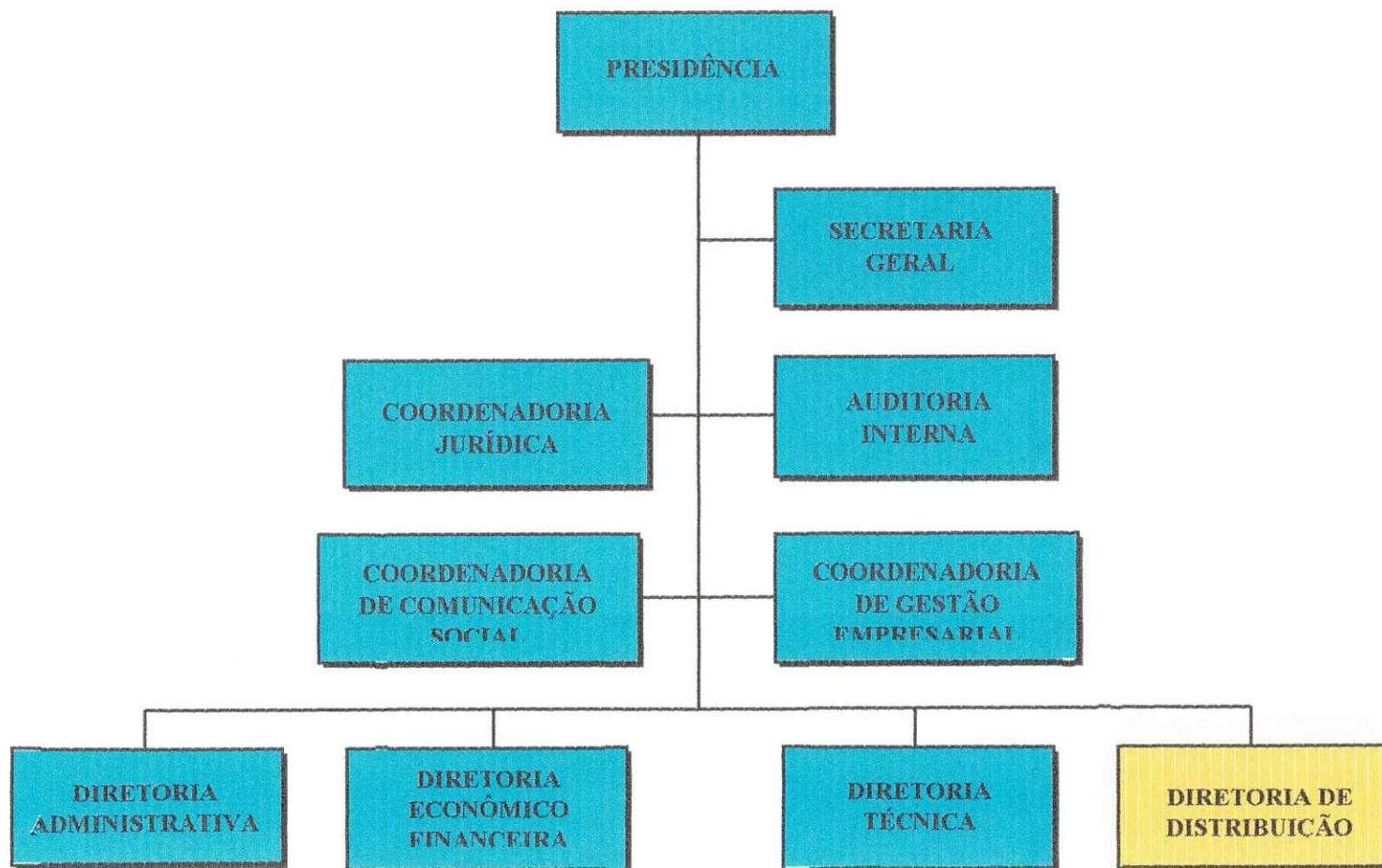


FIGURA 1.1

ORGANOGRAMA DA EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE - ENERGIFE

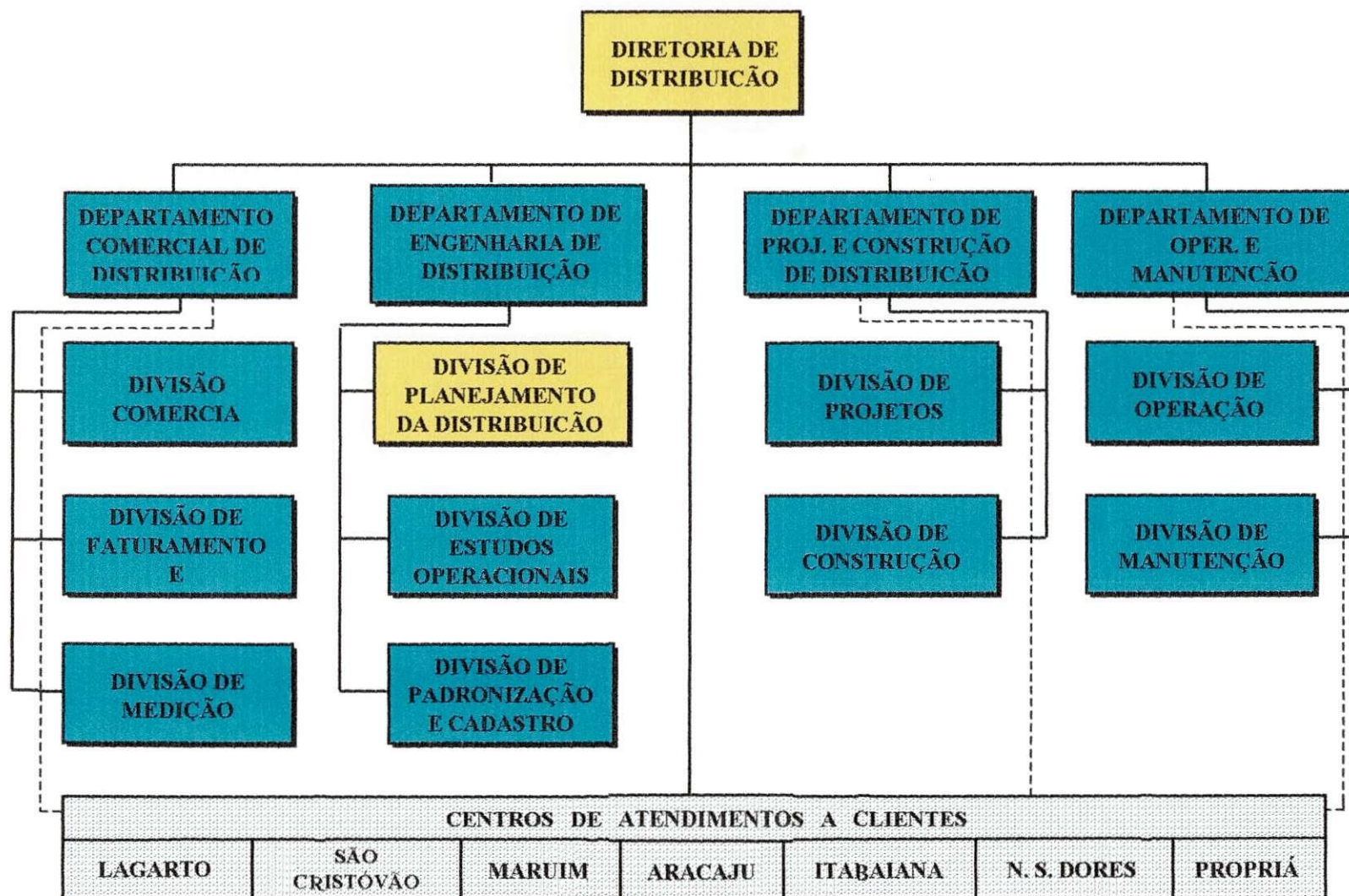


FIGURA 1.2

2

Perdas

PERDAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1. INTRODUÇÃO

O estudo das perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica assume grande importância à medida que a sua diminuição implica em menores custos de operação e, conseqüentemente, menores taxas. Taxas elétricas favoráveis constituem o fator incentivador na instalação de uma indústria particularmente em períodos de situação econômica estável.

De acordo com os últimos dados divulgados pelo PROCEL (Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica) relativos a 1996, no Brasil, entre a geração e o consumo, aproximadamente 16% da energia elétrica é desperdiçada, sendo que a transmissão responde por 30% e a distribuição por 70% desse total de perdas. Estima-se que estas perdas possam ser reduzidas para um nível da ordem de 10%. As perdas no Setor Elétrico decorrentes da distribuição representam, conforme dados de 1996, um potencial de redução de aproximadamente 33 TWh, o que representa cerca de 60% do total de perdas. As previsões para o ano de 2015 são de que o total das perdas referentes à distribuição alcance o patamar de 49 Twh.

Em sistemas de distribuição, as perdas representam um dos maiores problemas enfrentados pelas empresas distribuidoras, principalmente as das regiões Norte e Nordeste do Brasil, influenciando sobremaneira na estrutura econômica destas concessionárias. Isso ocorre, devido as perdas de energia no próprio sistema, chamadas perdas técnicas, e as perdas relativas a fraudes, falta de medição, erros de medição, entre outras, chamadas Perdas Não Técnicas ou Perdas Comerciais.

As perdas no transporte são aquelas intrínsecas ao sistema e inclui perdas por efeito joule, por efeito corona, por correntes de foucalt, por correntes de fuga, etc . Podem ocorrer em condutores, em circuitos magnéticos, em conectores, nos dielétricos de capacitores, em equipamentos de proteção e regulação, em dispositivos de medição, etc...

As perdas na entrega resultam de erro e/ou da não medição de consumo de energia, são consequência da existência de consumidores clandestinos, medidores descalibrados, erro e/ou diversidade de leituras, falta de atualização das informações de carga sem medição, como semáforos, iluminação pública e principalmente desvio de consumo.

A perda total de energia verificada em um determinado período, é a diferença entre a energia requerida pela rede de distribuição e o consumo registrado nos pontos de entrega. A tabela abaixo apresenta um resumo relativo as perdas de energia em Sistemas Elétricos.

		POR TIPO		POR CAUSA	
PERDAS TÉCNICAS	<i>Transporte</i>	Transmissão		Corona	FIXAS
		Subtransmissão		Parasita ou Histerese	
		Distribuição Primária			
		Distribuição Secundária			
	<i>Transformação</i>	Transmissão - AT/AT		JOULE	VARIÁVEIS
		Subtransmissão - AT/MT			
		Distribuição - MT/BT			
	<i>Medições</i>	Medidores			
		Equip. de Medição			
PERDAS NÃO TÉCNICAS	ROUBO OU FURTO FRAUDES POR ADMINISTRAÇÃO				

TABELA 2.1
Perdas de Energia em Sistemas Elétricos

2.3. CONSIDERAÇÕES GERAIS

2.3.1. Perdas no Transporte

Para a avaliação das perdas no transporte, considera-se que a rede de distribuição é constituída pelos seguintes componentes:

- ⇒ Condutores da rede primária;
- ⇒ Transformadores de distribuição e particulares;
- ⇒ Condutores da rede secundária;
- ⇒ Ramais de ligação;
- ⇒ Medidores.

As figuras a seguir mostram onde estão localizados estes componentes e como é esquematizado o balanço de energia:

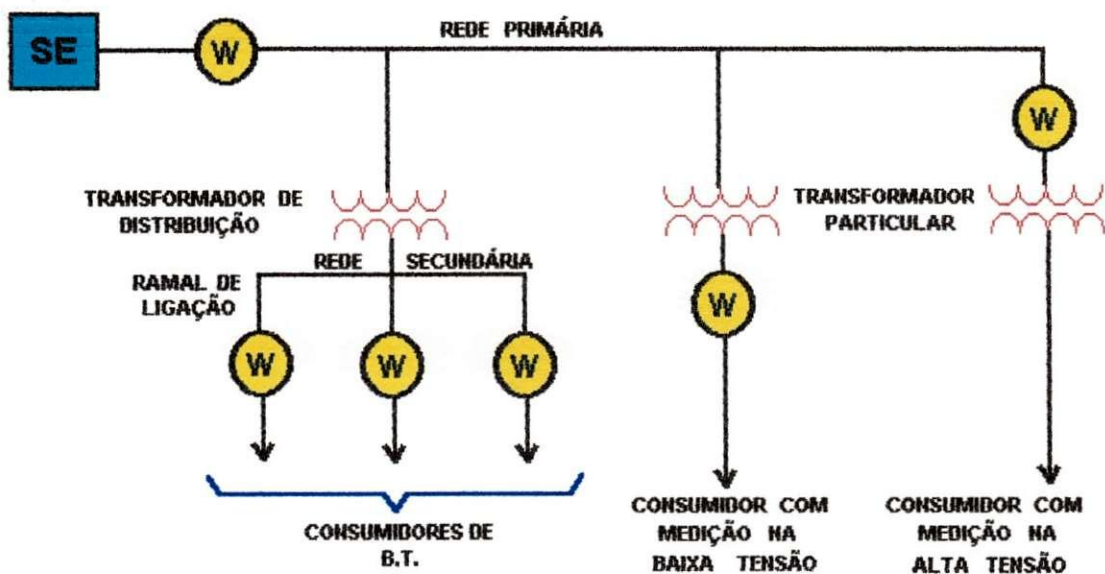


FIGURA 2.1
Rede de Distribuição
Diagrama Simplificado

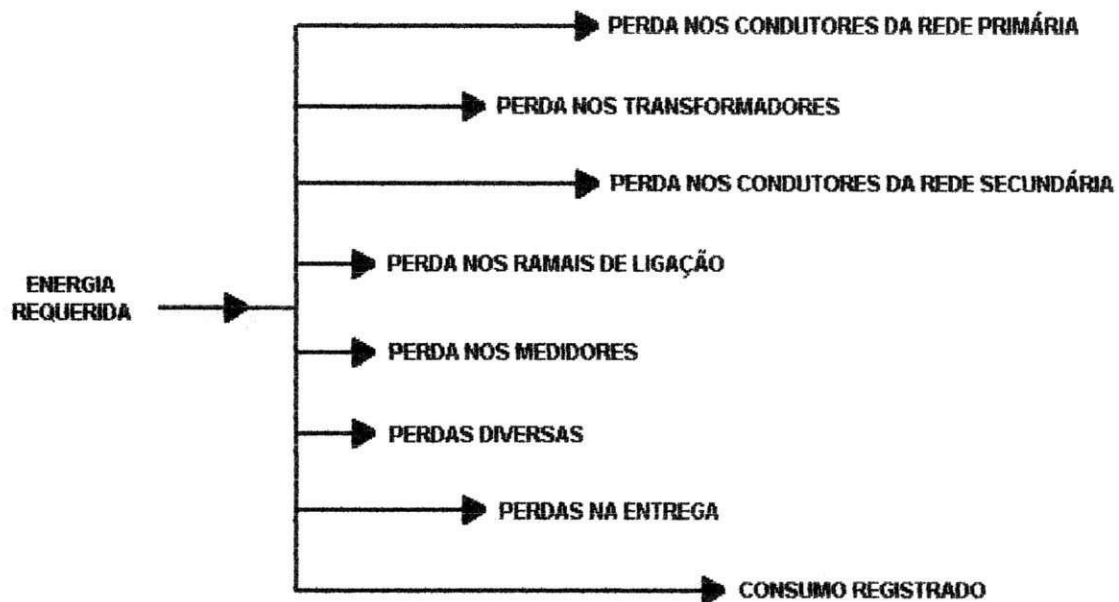


FIGURA 2.2
Balanço de Energia

2.3.1.1. Condutores da Rede Primária

Para o cálculo da perda de potência nos condutores da rede primária utiliza-se um Programa de Fluxo de Carga, podendo-se adotar um número reduzido de barras para a simplificação.

2.3.1.2. Transformadores de Distribuição

A perda de potência em um transformador de distribuição, é constituída de duas componentes:

⇒ Perda no Ferro (P_{fe});

⇒ Perda no Cobre (P_{cu}).

A perda no ferro de um transformador é provocada principalmente por correntes de Foucault e histerese. Está relacionada com a corrente de excitação e pode ser

considerada constante, uma vez que praticamente, depende apenas da tensão de operação do transformador.

A perda no cobre é provocada pela corrente de carga que atravessa os enrolamentos do transformador.

A tabela a seguir apresenta valores típicos da perda no ferro e no cobre para a corrente nominal de diversas potências de transformadores.

TRAFO (kVA)	PERDAS NOMINAIS	
	FERRO (KW)	COBRE (KW)
5	0,050	0,150
10	0,088	0,200
15	0,120	0,340
20	0,147	0,420
30	0,200	0,570
45	0,260	0,780
75	0,390	1,140
112,5	0,520	1,550
150	0,640	1,910
225	0,900	2,700
300	1,120	3,360

TABELA 2.2
Perdas Nominiais nos Transformadores de Distribuição

2.3.1.3. Condutores da Rede Secundária

A metodologia desenvolvida para o cálculo das perdas nos condutores da rede secundária baseia-se na correlação entre as perdas de potência e a máxima queda de tensão no circuito secundário, ou entre as perdas de potência e o carregamento do transformador que supre o circuito analisado. A empresa deve analisar o método cuja as informações (máxima queda de tensão ou carregamento do transformador) estejam disponíveis ou sejam mais confiáveis.

2.3.1.4. Ramais de Ligação

Nos ramais de ligação, calcula-se a perda conhecendo-se o ramal típico (caracterizado por sua bitola e comprimento médio), a distribuição percentual de consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos e suas respectivas demandas.

2.3.1.5. Medidores

As perdas de potência ativa verificada nos medidores podem ser estimadas a partir do conhecimento do número de medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos instalados na rede de distribuição.

Os medidores de energia, monofásicos, bifásicos e trifásicos apresentam um, dois e três pares de bobinas **Bc/Bp** (Bobina de Corrente e Bobina de Potencial) respectivamente. Enquanto que a perda na Bobina de Corrente é contabilizada pelo medidor e conseqüentemente assumida pelo cliente, a perda que ocorre na Bobina de Potencial é de responsabilidade da concessionária. Uma Bobina de Potencial de medidor de energia apresenta uma perda média de $1,2W$.

2.3.2. Perdas na Entrega

Considera-se como perdas na entrega, aquelas que ocorrem devido a erro e/ou a não medição de consumo de energia e são conseqüência da existência de consumidores clandestinos, medidores descalibrados, erro e/ou diversidade das leituras, desatualização dos cadastros de carga sem medição (semáforos e iluminação pública), erro de constante de medidor, funcionamento direto da iluminação pública devido a falhas nos comandos em grupo ou individuais e, principalmente desvio de consumo.

As perdas por desvio ocorrem nas ligações dos consumidores, através da prática de atos ilícitos tais como:

- ⇒ Jumpers do medidor desconectado;
- ⇒ Derivação no ramal de serviço;
- ⇒ Derivação no ramal de entrada;
- ⇒ Derivação na caixa de mufla;
- ⇒ Fraude no medidor.

CAPÍTULO 3

ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

3.1. INTRODUÇÃO

Durante o estágio, tivemos a oportunidade de conhecer o sistema ENERGIPE, analisando alguns mapas regionais bem como o diagrama unifilar de vários alimentadores.

A Divisão em que foi realizada o estágio, além de outras atividades, estava fazendo o levantamento de dados para o cálculo das perdas elétricas no sistema ENERGIPE. Essa foi a principal atividade desenvolvida durante o estágio, assim como a familiarização e a posterior utilização do sistema computacional para simulação de redes elétricas que será apresentado a seguir.

Foram feitas simulações de vários alimentadores, e entre eles, um foi escolhido e será mostrado no presente relatório com objetivo de ilustrar a metodologia de cálculo de perdas em alimentadores de distribuição (nível de tensão 13.8kV).

3.2. SISTEMA COMPUTACIONAL PARA SIMULAÇÃO DE REDES ELÉTRICAS

Apresentamos algumas considerações básicas sobre um sistema computacional desenvolvido para facilitar o processo de simulação e análise de redes elétricas operando em regime permanente, com ênfase especial para as redes normalmente utilizadas nos sistemas de distribuição.

O sistema pode ser utilizado para simulação de redes de Transmissão, Subtransmissão, Alimentadores Primários e Redes Secundárias, sendo formado por cinco programas computacionais interdependentes, são eles:

1. **Programa MONTA**⇒Este programa foi desenvolvido em CLIPPER, e tem as seguintes funções: montar o arquivo de dados para ser utilizado no programa FLUXO, que executa o processo de simulação e montar o arquivo de dados que será utilizado pelo programa UNIF que desenha o diagrama unifilar do sistema analisado.

2. **Programa FLUXO**⇒Programa conversacional de fluxo de potência, baseado no método desacoplado rápido, que pode utilizar opcionalmente a técnica de rotação de eixos para melhorar o método desacoplado rápido quando usado para a simulação de alimentadores primários e rede secundária. O programa foi desenvolvido em FORTRAN 77 e permite a simulação de duzentos ramos.

3. **Programa UNIF**⇒Programa computacional cuja função é desenhar o diagrama de barras da rede a partir do arquivo produzido pelo programa MONTA.

4. **Programa PERFIL**⇒Este programa tem a função de determinar o perfil de tensão ao longo do alimentador.

5. **Programa JUNTA**⇒Este é um programa auxiliar que tem a função de agrupar diversos arquivos com valores das tensões em um determinado sistema para traçar várias curvas sobrepostas.

3.3. METODOLOGIA PARA A AVALIAÇÃO DAS PERDAS EM ALIMENTADORES

A avaliação das perdas de energia na rede primária é realizada utilizando um processo de simulação digital que utiliza um programa de fluxo de potência como base do processo. No processo são utilizados os dados relativos a topologia de cada alimentador e os dados correspondentes a demanda de potência dos clientes.

Os dados relativos a topologia são os dados convencionais utilizados nos programas de fluxo de potência. No caso dos dados relativos as demandas dos clientes, o problema é mais complexo principalmente porque a quantidade de informações disponíveis não é suficiente para a determinação das injeções de potência em cada ponto de carga. Este problema foi resolvido com o desenvolvimento de uma série de procedimentos com o objetivo de estimar os valores das potências associadas a cada barra, utilizando as informações disponíveis com uma margem de erro que permite a avaliação das perdas elétricas com um nível aceitável de precisão.

No processo de obtenção dos dados, os clientes foram divididos em três classes:

1. **Clientes Rurais**⇒ Estão situados na área da zona rural atendida pelo alimentador em estudo, geralmente são sítios e fazendas;
2. **Clientes Atendidos por Transformadores de Distribuição**⇒ São os clientes situados na área da zona urbana atendida pelo alimentador em estudo, geralmente são clientes residenciais ou clientes comerciais de pequeno porte (Clientes Urbanos);
3. **Clientes com Medição de Demanda**⇒ São os clientes de maior porte, atendidos em alta tensão, geralmente são indústrias e casas comerciais de grande porte.

3.3.1. Levantamento dos Dados

Os dados relativos a topologia do alimentador, são os dados normalmente utilizados nos processos de simulação de fluxo de potência, isto é: as impedâncias dos ramos, admitância shunt (se for o caso) e os dados relativos aos reguladores de tensão.

No caso dos dados relativos as demandas nas barras o processo é mais complexo, devido a quantidade e variedade das informações necessárias para a realização do processo de simulação visando a determinação das perdas. A definição das demandas em cada barra é realizada com base em informações sobre a demanda dos diversos tipos de clientes e a curva de carga do alimentador.

A determinação da demanda em cada barra do sistema é realizado seguindo os seguintes passos:

1. **Definição das Barras do Alimentador**⇒ Para a simulação do fluxo de carga é necessário que as cargas ao longo do alimentador sejam concentradas em barras, dispostas de tal maneira que seja fácil o acesso ao levantamento das correntes em certos trechos; além disso, a concentração das cargas em uma barra deve ser feita de tal forma que esta se encontre no centro geométrico da área de concentração. A partir daí, é montado o diagrama unifilar.
2. **Determinação do kVA Instalado**⇒ Soma-se as potências conectadas em cada barra.

3. Realização de Medições na Saída do Alimentador⇒ Para consumidores rurais, o procedimento mais adequado é a instalação de um registrador digital na saída rural do alimentador; para consumidores urbanos, pode-se estimar o carregamento a partir do consumo, e para consumidores do tipo A, efetua-se medições de Demanda, Fator de Potência e Consumo de Energia.

4. Determinação dos Níveis e Intervalos de Demanda⇒ Através da análise das curvas obtidas podem ser definidos os níveis de demanda e as durações que serão utilizadas no processo de simulação.

3.4. PLANO DE REDUÇÃO

A Empresa, após determinar suas perdas, deverá adotar alguns procedimentos visando atuar nos pontos onde as mesmas ocorrem, buscando a redução dos níveis verificados pela metodologia aplicada. O modelo estrutural para o plano de redução de perdas está ilustrado no fluxograma a seguir (Figura 3.1).

As perdas deverão ser tratadas regionalmente dentro da área de mercado atendido, devendo-se adotar a seguinte segregação:

- ⇒ Centro de Carga;
- ⇒ Barra de Subestação;
- ⇒ Alimentador;
- ⇒ Regiões administrativas.

Sempre que possível deve-se fazer coincidir as regiões elétricas e administrativas, principalmente por área de influência de subestação e alimentadores. Tal procedimento facilitará as avaliações do desempenho do programa de redução de perdas.

Definidos os índices de perdas por segmento, devem ser desenvolvidos estudos específicos para a identificação das causas evidentes.

Após esta etapa as equipes de estudo deverão estabelecer diretrizes e metas setoriais e planos de ação que tenham como objetivo neutralizar ou minimizar os efeitos dos agentes provocadores das perdas, buscando um programa amplo de ações simultâneas em várias frentes, de forma integrada e coordenada, seguindo um cronograma previamente estabelecido e negociado entre as partes responsáveis.

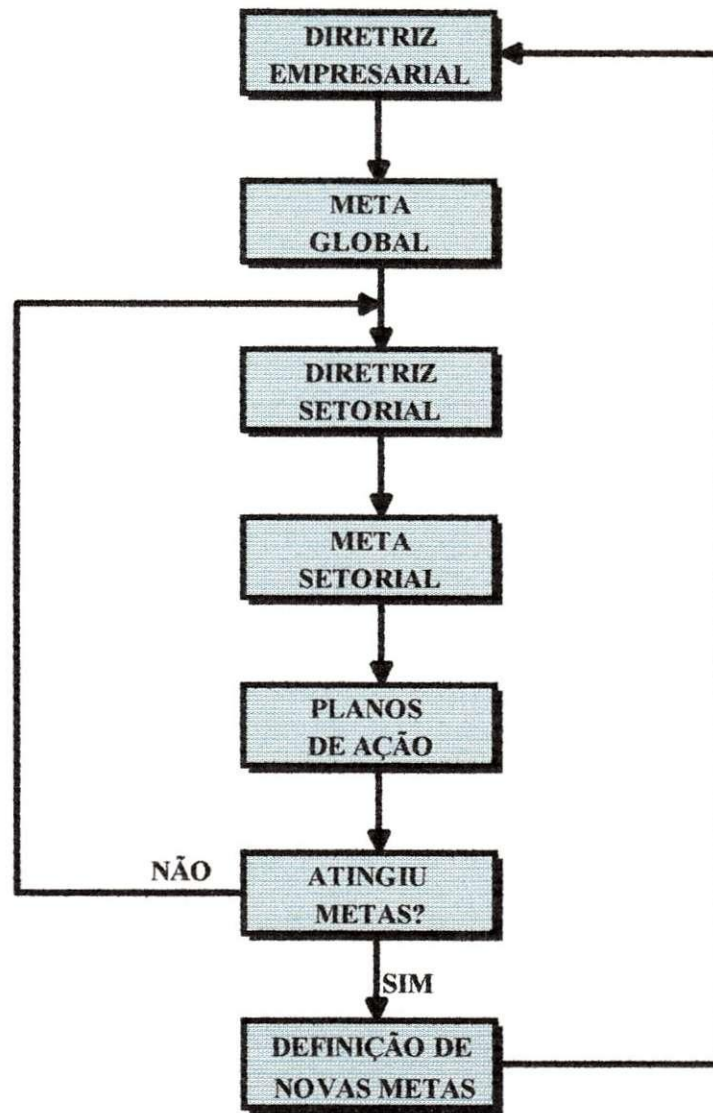


FIGURA 3.1

Modelo Estrutural para o Plano de Redução de Perdas

O aproveitamento racional dos recursos disponíveis sugere que as equipes de estudo setoriais estabeleçam áreas de atuação do programa de redução de perdas onde o retorno se verifique da maneira mais econômica, identificando regiões elétricas e administrativas, bem como áreas de influencia de subestações e alimentadores onde os resultados se revelem mais eficazes.

Alternativas que venham demandar grandes volumes de recursos ou que apresentem resultados mínimos, deverão ser postergadas ou distribuídas ao longo de um período de tempo maior. Dentro desse enfoque deve-se questionar as previsões das metas a serem alcançadas visando adequá-las a realidade econômica do mercado consumidor.

3.5. AVALIAÇÃO DAS PERDAS NO ALIMENTADOR 01F2-RCH

3.5.1. Levantamento dos Dados

A partir do diagrama do alimentador 01f2-RCH da subestação **MRI (CAC MARUIM)**, do sistema **ENERGIPE**, e considerando o procedimento descrito no item **3.3**, inicialmente foram determinados os centros de carga, definindo as barras do alimentador, utilizados na montagem do diagrama unifilar e agrupadas as cargas, a partir dos quais foi montada uma tabela contendo os dados relativos a sua topologia.

BARRA	CARGA URBANA kVA	CARGA RURAL kVA	CARGA PART. kVA	CARGA TIPO A			CAPACITOR kvar
				kVA	kW	F.P.	
1	SE	SE	-	SE	SE	SE	-
10	-	95	-	-	-	-	-
20	P	P	-	P	P	P	-
25	-	40	-	-	-	-	-
30	P	P	-	P	P	P	-
35	30	60	-	-	-	-	-
40	277,5	-	-	-	-	-	-
45	P	P	-	P	P	P	-
46	P	P	-	P	P	P	-
48	-	-	-	-	-	-	300
50	30	-	-	-	-	-	-
55	P	P	-	P	P	P	-
60	75	-	-	-	-	-	-
65	55	-	-	-	-	-	-
70	P	P	-	P	P	P	-
71	P	P	-	P	P	P	-
75	-	-	-	2234	482	0,98	-
80	P	P	P	P	P	P	-
85	-	30	112,5	-	-	-	-
90	P	P	P	P	P	P	-
92	P	P	P	P	P	P	-
93	-	15	-	-	-	-	-
95	-	30	150	-	-	-	-
96	P	P	P	P	P	P	-
98	-	10	-	-	-	-	-
102	P	P	P	P	P	P	-
105	-	60	-	-	-	-	-

TABELA 3.1
Carregamento das Barras

BARRA	CARGA URBANA kVA	CARGA RURAL kVA	CARGA PART. kVA	CARGA TIPO A			CAPACITOR kvar
				kVA	kW	F.P.	
110	-	247,5	-	-	-	-	-
115	-	45	-	-	-	-	-
120	P	P	P	P	P	P	-
125	P	P	P	P	P	P	-
130	-	255	-	-	-	-	-
135	15	60	-	-	-	-	-
140	P	P	P	P	P	P	-
145	30	165	-	-	-	-	-
150	-	130	-	-	-	-	-
155	P	P	P	P	P	P	-
160	95	-	-	-	-	-	-
165	95	-	-	-	-	-	-
170	210	-	60	-	-	-	-
175	P	P	P	P	P	P	-
180	15	-	-	-	-	-	-
185	90	-	30	-	-	-	-
190	30	-	127,5	-	-	-	-
195	217,5	-	45	-	-	-	-
200	P	P	P	P	P	P	-
201	30	-	30	-	-	-	-
205	P	P	P	P	P	P	-
210	75	10	5	-	-	-	-
215	330	-	-	-	-	-	-
220	P	P	P	P	P	P	-
222	P	P	P	P	P	P	-
225	15	-	-	-	-	-	-
230	P	P	P	P	P	P	-
235	-	-	30	-	-	-	-
240	90	-	-	-	-	-	-
245	-	35	-	-	-	-	-
250	30	25	-	-	-	-	-
255	75	-	-	-	-	-	-
260	35	-	55	-	-	-	-
265	P	P	P	P	P	P	-
270	P	P	P	P	P	P	-
275	135	-	-	-	-	-	-
280	-	65	-	-	-	-	-
285	60	-	-	-	-	-	-
290	P	P	P	P	P	P	-
295	90	-	15	-	-	-	-

TABELA 3.1 (cont.)
Carregamento das Barras

BARRA	CARGA URBANA kVA	CARGA RURAL kVA	CARGA PART. kVA	CARGA TIPO A			CAPACITOR kvar
				kVA	kW	F.P.	
300	70	-	-	-	-	-	-
310	20	-	15	-	-	-	-
320	P	P	P	P	P	P	-
330	10	10	10	-	-	-	-
340	-	25	-	-	-	-	-
350	150	-	-	-	-	-	-
360	150	-	-	-	-	-	-
370	20	45	-	-	-	-	-
380	10	30	-	-	-	-	-
385	120	-	-	-	-	-	-
390	P	P	P	P	P	P	-
405	150	-	-	-	-	-	-
410	-	-	-	112,5	66	0,98	-
415	75	-	30	-	-	-	-
420	15	-	60	-	-	-	-
425	10	-	15	-	-	-	-
430	-	-	-	300	227	0,90	-
440	15	-	30	-	-	-	-
450	15	-	15	-	-	-	-
455	P	P	P	P	P	P	-
460	15	145	-	-	-	-	-
465	-	120	-	-	-	-	-
470	-	50	-	-	-	-	-
475	P	P	P	P	P	P	-
480	P	P	P	P	P	P	-
485	-	55	-	-	-	-	-
490	10	-	35	-	-	-	-
495	-	30	15	-	-	-	-
500	105	-	-	-	-	-	-
505	40	25	-	-	-	-	-
510	-	150	-	-	-	-	-
515	-	105	-	-	-	-	-
520	P	P	P	P	P	P	-
525	127,5	-	-	-	-	-	-
530	10	90	-	-	-	-	-
535	-	60	-	-	-	-	-
540	5	-	-	-	-	-	-

TABELA 3.1 (cont.)
Carregamento das Barras

Do mesmo modo, foi montada uma tabela contendo os dados a partir dos quais foi montado o diagrama unifilar:

RAMOS	DISTANCIA(km)	CABO UTILIZADO
1 10	2,00	CAA # 2
10 20	3,99	CAA # 2
20 70	0,80	CAA # 2
70 71	1,00	CAA # 2
71 80	0,70	CAA # 2
80 90	2,22	CAA # 2
90 92	0,35	CAA # 2
92 96	0,30	CAA # 2
96 102	0,35	CAA # 2
102 115	0,20	CAA # 2
115 120	0,73	CAA # 2
120 170	1,65	CAA # 2
170 175	0,60	CAA # 4
175 195	0,60	CAA # 4
195 200	0,30	CAA # 4
200 360	0,25	CAA # 4
360 370	0,75	CAA # 4
370 380	2,85	CAA # 4
20 25	1,75	CAA # 4
25 30	2,00	CAA # 4
30 35	1,40	CAA # 4
35 40	5,05	CAA # 4
40 45	1,80	CAA # 4
45 385	0,25	CAA # 4
385 390	1,10	CAA # 4
40 55	0,50	CAA # 4
55 65	1,20	CAA # 4
55 60	0,80	CAA # 4
390 405	1,30	CAA # 4
390 400	0,30	CAA # 4
390 515	0,58	CAA # 4
515 520	0,47	CAA # 4
520 540	0,10	CAA # 4
520 525	0,50	CAA # 4
525 530	1,10	CAA # 4
520 535	1,75	CAA # 4
385 410	0,30	CAA # 4
410 450	0,75	CAA # 4
410 415	0,25	CAA # 4

TABELA 3.2
Dados relativos ao Diagrama Unifilar

RAMOS	DISTANCIA(km)	CABO UTILIZADO
410 420	0,69	CAA # 4
420 425	1,00	CAA # 4
425 440	0,25	CAA # 4
425 430	0,05	CAA # 4
45 46	0,50	CAA # 4
46 48	0,10	CAA # 4
46 50	0,10	CAA # 4
46 455	2,20	CAA # 4
455 460	0,50	CAA # 4
455 465	1,90	CAA # 4
465 470	5,15	CAA # 4
470 475	0,20	CAA # 4
475 480	0,47	CAA # 4
480 485	0,26	CAA # 4
480 490	0,15	CAA # 4
480 495	2,25	CAA # 4
475 500	0,50	CAA # 4
500 505	1,16	CAA # 4
505 510	1,19	CAA # 4
102 105	1,45	CAA # 2
105 110	1,00	CAA # 2
120 125	2,10	CAA # 4
125 130	2,51	CAA # 4
125 135	0,90	CAA # 4
135 140	3,35	CAA # 4
140 145	3,95	CAA # 4
140 150	2,00	CAA # 4
150 155	2,53	CAA # 4
155 160	1,00	CAA # 4
155 165	4,15	CAA # 4
175 180	0,30	CAA # 4
180 185	0,20	CAA # 4
185 190	0,72	CAA # 4
200 201	0,50	CAA # 4
200 350	0,60	CAA # 4
195 205	0,36	CAA # 4
205 210	0,85	CAA # 4
205 215	0,45	CAA # 4

TABELA 3.2 (cont.)

Dados Relativos ao Diagrama Unifilar

RAMOS	DISTANCIA(km)	CABO UTILIZADO
215 220	0,20	CAA # 4
220 222	0,55	CAA # 4
222 225	0,18	CAA # 4
222 230	0,33	CAA # 4
230 240	0,40	CAA # 4
240 245	0,45	CAA # 4
245 250	0,54	CAA # 4
230 235	2,12	CAA # 4
220 255	0,36	CAA # 4
255 260	1,46	CAA # 4
260 265	0,62	CAA # 4
265 270	0,66	CAA # 4
270 280	0,49	CAA # 4
270 275	0,55	CAA # 4
265 285	0,30	CAA # 4
285 290	0,68	CAA # 4
290 295	0,20	CAA # 4
290 300	0,30	CAA # 4
300 310	0,98	CAA # 4
310 320	0,95	CAA # 4
320 340	0,19	CAA # 4
320 330	0,13	CAA # 4

TABELA 3.2 (cont.)
Dados Relativos ao Diagrama Unifilar

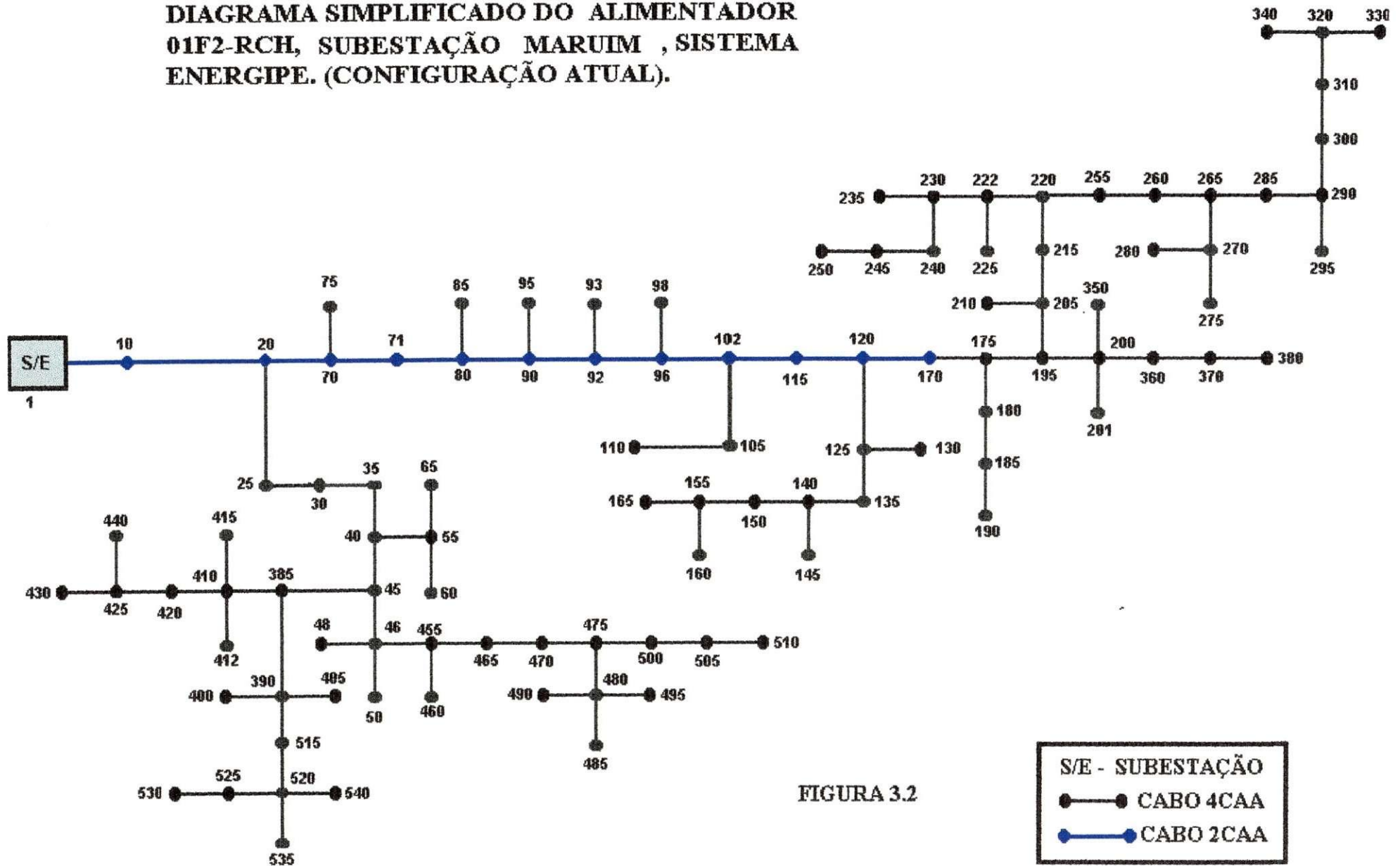
3.5.2. Situação Atual do Alimentador 01F2-RCH

Tomando como base o Relatório da Operação, do mês de outubro de 1996, coletamos as correntes do referido alimentador, medidas na saída da subestação, e plotamos o gráfico a seguir (Figura 3.3) que mostra a corrente média do alimentador no decorrer de 24 horas. O diagrama unifilar simplificado do alimentador é apresentado na página seguinte (Figura 3.2).

Para entrar com os dados de corrente média no programa MONTA, dividimos o dia em quatro períodos, que são: de 1 às 8h, de 9 às 18h, de 19 às 22h e de 23 às 24h, para que o programa FLUXO possa calcular o fluxo de carga a partir dos quatro casos (períodos) que a carga do alimentador pode variar.

Foi simulada a situação atual com objetivo de verificar as perdas no alimentador, bem como o comportamento das tensões em cada barra. A tabela a seguir (Tabela 3.3) apresenta um resumo técnico da situação atual do sistema:

**DIAGRAMA SIMPLIFICADO DO ALIMENTADOR
01F2-RCH, SUBESTAÇÃO MARUIM, SISTEMA
ENERGIPE. (CONFIGURAÇÃO ATUAL).**



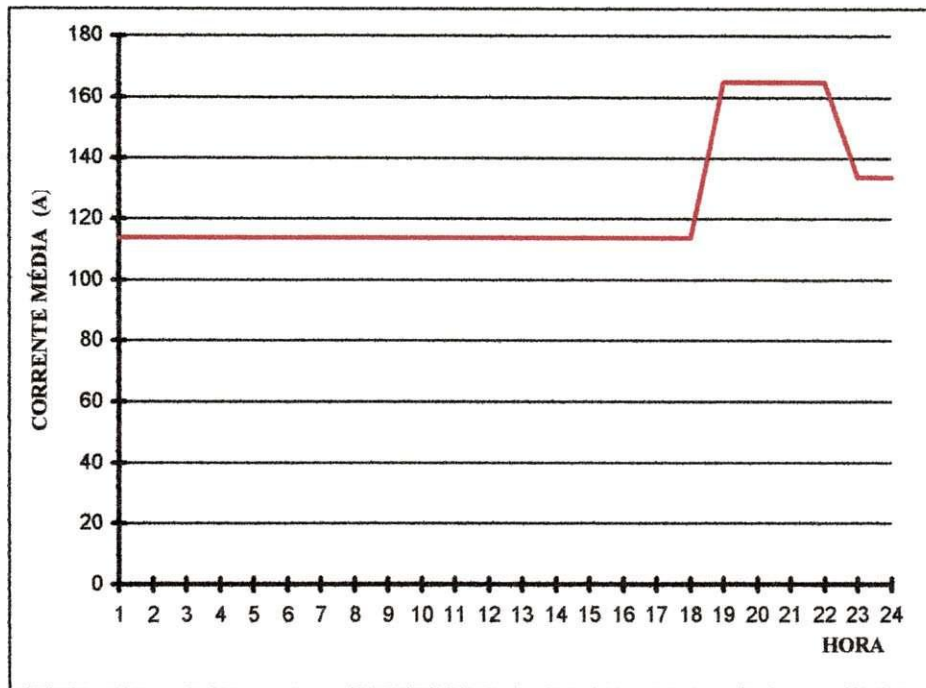


FIGURA 3.3

Curva de Carga do Alimentador no Decorrer do Dia

CASO	DURAÇÃO (h)	POTÊNCIA (kW)	PERDAS (kW)	ENERGIA ENTREGUE (MWh)
1	8	2552,10	423,20	20,42
2	10	2552,10	423,20	25,52
3	4	3620,20	885,10	14,48
4	2	2934,90	581,50	5,87
ENERGIA ENTREGUE (MWh/mês)			1988,6	
ENERGIA PERDIDA (MWh/mês)			369,65	
PERCENTUAL DE PERDAS (%)			18,59	

TABELA 3.3

Situação Atual

O perfil das tensões até a barra crítica, barra 510, para os quatro casos é apresentado no gráfico abaixo:

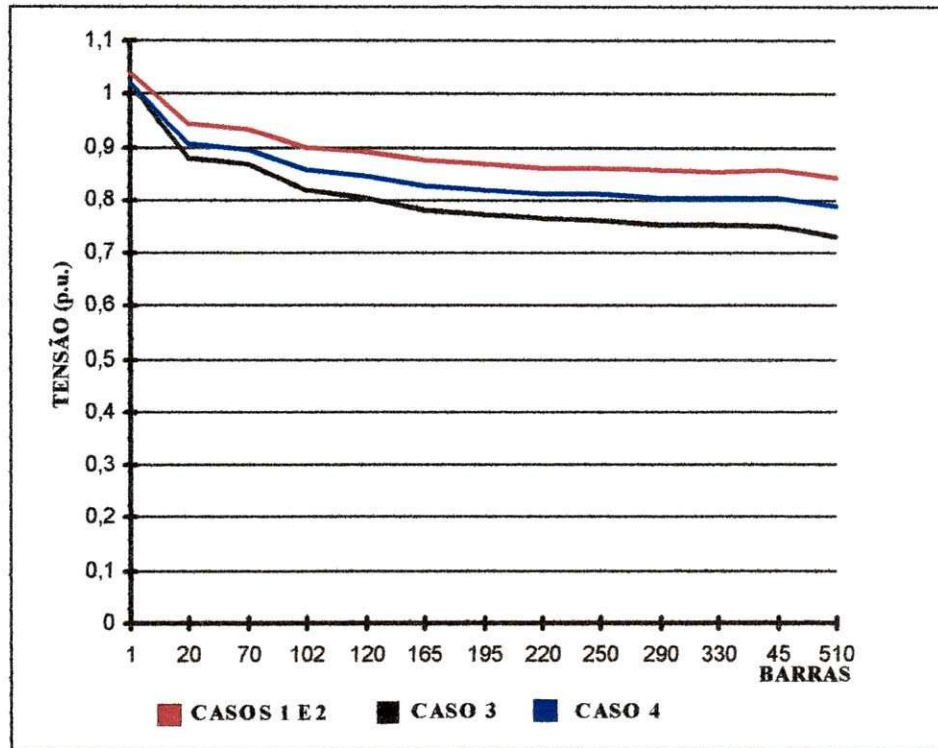


FIGURA 3.4
Perfil das Tensões
Situação Atual

Como pode-se notar, a perda no alimentador é muito alta, e observando o caso de número 3, que é o caso crítico, observamos que a tensão na barra 510 é muito baixa, não estando portanto de acordo com a portaria 047/78 do DNAEE (em anexo). Isso acarreta uma queda no faturamento da empresa, dessa forma é necessário que algo seja feito para que haja diminuição das perdas no alimentador e elevação do nível de tensão nas barras, de modo a aumentar a eficiência do mesmo, bem como a receita da concessionária.

3.5.3. Soluções Alternativas

As principais soluções alternativas utilizadas para redução de perdas técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica são a instalação de banco de capacitores, a troca de condutores do alimentador, o aumento da tensão, a troca dos transformadores de distribuição, a reconfiguração do sistema secundário e o balanceamento do sistema secundário. Um estudo realizado na Inglaterra para a determinação da relação

benefício/custo das principais soluções alternativas utilizadas para a redução de perdas técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica é apresentado na tabela abaixo.

ALTERNATIVA	BENEFÍCIO/CUSTO
INSTALAÇÃO DE CAPACITORES	2,0 _____ 8,0
TROCA DE CONDUTORES	0,6 _____ 7,0
AUMENTO DO NÍVEL DE TENSÃO	1,5 _____ 3,0
RECONFIGURAÇÃO DA REDE DE BAIXA TENSÃO	>13,0
GERENCIAMENTO DA CARGA NOS TRAFOS DE DISTRIBUIÇÃO	1,0 _____ 15,0

TABELA 3.4

Relação Benefício/Custo por Solução Alternativa para a Redução de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Para tanto, foram efetuadas diversas simulações, com alteração na configuração do sistema. Os resultados mais importantes obtidos são apresentados a seguir:

3.5.4. Solução Alternativa 1

De posse dos resultados obtidos acima, fizemos o estudo no referido alimentador e concluímos que a alternativa mais viável do ponto de vista técnico e econômico a ser adotado no momento, seria a mudança da bitola do cabo no tronco do alimentador no trecho compreendido entre a barra 1(Subestação) e a barra 71. O cabo passaria a ser CAA # 4/0. A simulação nestas condições foi efetuada e os resultados são mostrados na tabela 3.5. O diagrama unifilar simplificado é mostrado na página seguinte (Figura 3.5).

**DIAGRAMA SIMPLIFICADO DO ALIMENTADOR
01F2-RCH, SUBESTAÇÃO MARUIM, SISTEMA
ENERGIPE. (ALTERNATIVA 1).**

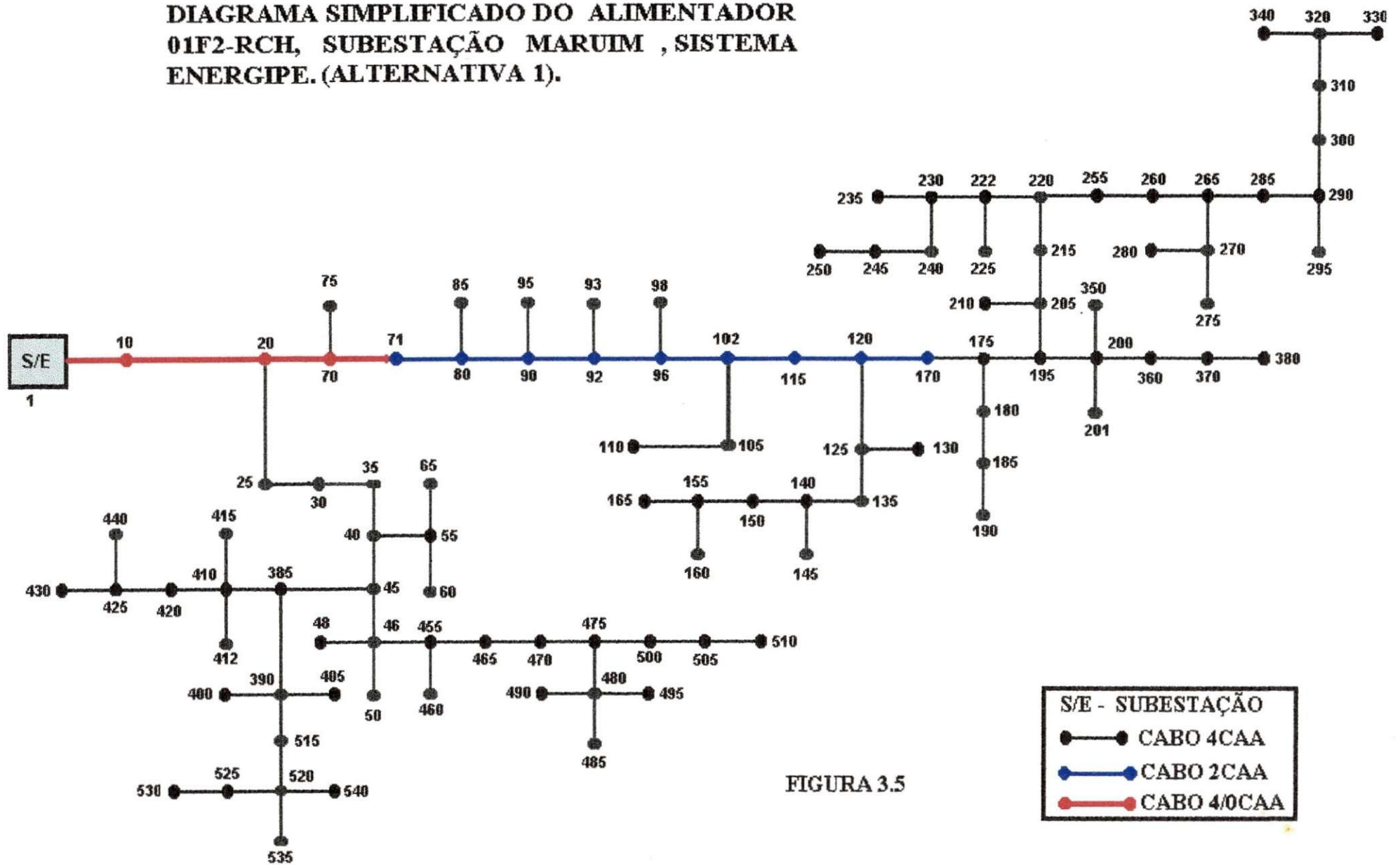


FIGURA 3.5

S/E - SUBESTAÇÃO
●—● CABO 4CAA
●—● CABO 2CAA
●—● CABO 4/0CAA

CASO	DURAÇÃO (h)	POTÊNCIA (kW)	PERDAS (kW)	ENERGIA ENTREGUE (MWh)
1	8	2577,70	275,70	20,62
2	10	2577,70	275,70	25,78
3	4	3643,10	569,60	14,57
4	2	2962,2	377,40	5,92
ENERGIA ENTREGUE (MWh/mês)			2006,80	
ENERGIA PERDIDA (MWh/mês)			239,85	
PERCENTUAL DE PERDAS (%)			11,95	

TABELA 3.5
Solução Alternativa 1

O gráfico a seguir (Figura 3.6) mostra o perfil das tensões até a barra crítica. Observando a tabela acima, é possível observar a diminuição substancial das perdas, e a partir do gráfico observamos o aumento do nível de tensão nas barras, porém em algumas barras o nível de tensão ainda não está de acordo com a portaria 047/78 do DNAEE, mesmo assim essa foi a solução adota no momento.

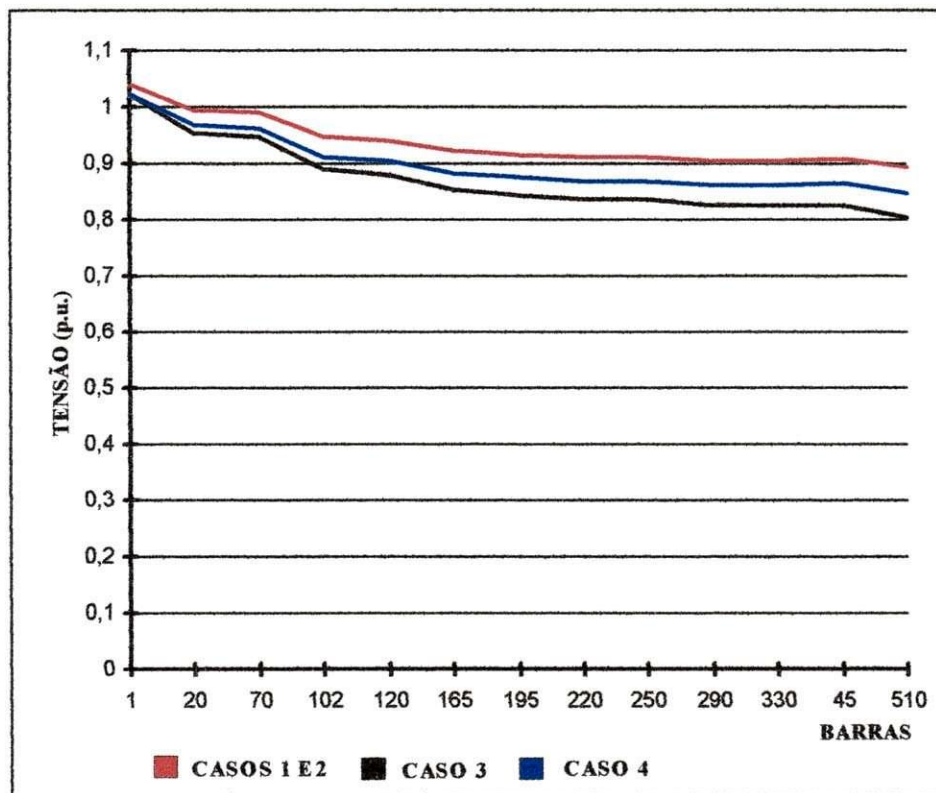


FIGURA 3.6
Perfil das Tensões
Planejamento da Empresa

3.5.5. Solução Alternativa 2

Com intuito de melhorar o nível de tensão e reduzir ainda mais as perdas, adotamos como alternativa 2, a instalação de bancos de capacitor nas barras onde a tensão é crítica. De acordo com o perfil das tensões obtido da alternativa 1 e estudando a topologia do alimentador, escolhemos as barras 45 e 220 para instalar os bancos de capacitor. A simulação nestas condições foi efetuada e os resultados são mostrados na tabela 3.6. O diagrama unifilar simplificado é mostrado na página seguinte (Figura 3.7).

CASO	DURAÇÃO (h)	POTÊNCIA (kW)	PERDAS (kW)	ENERGIA ENTREGUE (MWh)
1	8	2534,30	235,50	20,27
2	10	2534,80	235,80	25,35
3	4	3471,50	470,00	13,89
4	2	2840,30	309,90	5,68
ENERGIA ENTREGUE (MWh/mês)			1955,70	
ENERGIA PERDIDA (MWh/mês)			202,25	
PERCENTUAL DE PERDAS (%)			10,34	

TABELA 3.6
Solução Alternativa 2
Instalação de Bancos de Capacitor

Como podemos observar a partir da tabela acima, a redução das perdas em relação a alternativa anterior foi muito pequena. O gráfico abaixo mostra o perfil das tensões até a barra crítica.

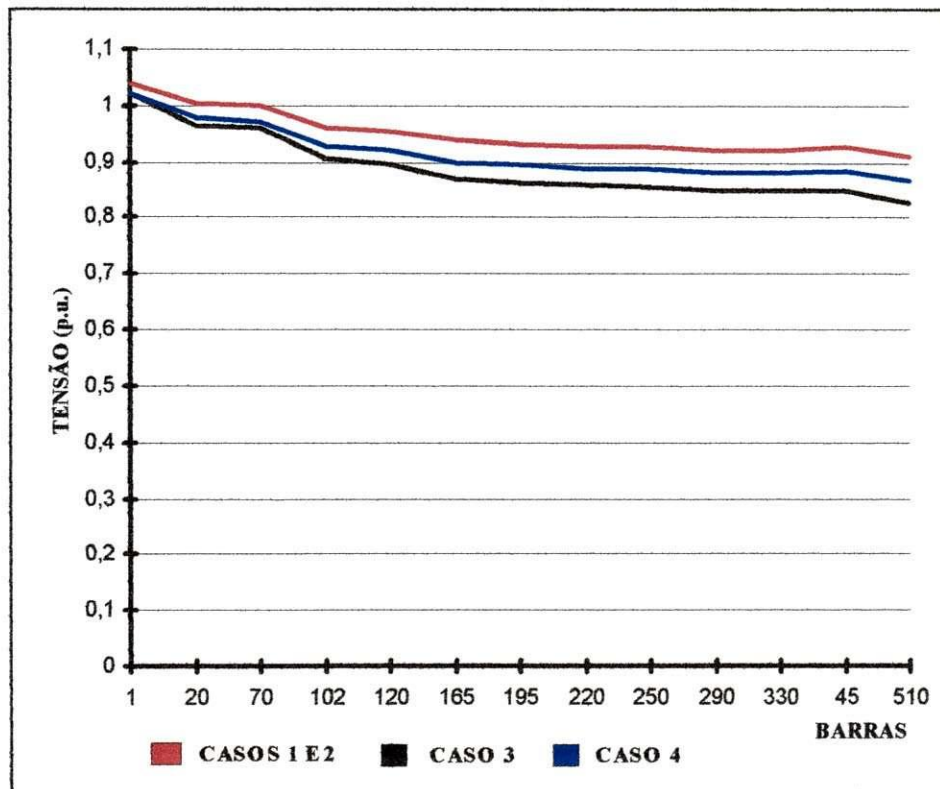


FIGURA 3.8
Perfil das Tensões
Solução Alternativa 2

Observando o gráfico acima verificamos que o aumento do nível de tensão nas barras críticas foi pequeno, chegando a um nível insuficiente para estar em concordância com a portaria 047/78 do DNAEE (em anexo).

3.5.6. Solução Alternativa 3

Como solução alternativa 3, colocamos um regulador de tensão no trecho compreendido entre as barras 10 e 20, com intuito de reduzir a acentuada queda de tensão nesse trecho, e em consequência melhorar o nível de tensão em toda a extensão do alimentador. A simulação nestas condições foi efetuada e os resultados são mostrados na tabela 3.7. O diagrama unifilar simplificado é mostrado na página seguinte (Figura 3.9).

CASO	DURAÇÃO (h)	POTÊNCIA (kW)	PERDAS (kW)	ENERGIA ENTREGUE (MWh)
1	8	2596,30	269,60	20,77
2	10	2595,70	268,70	25,96
3	4	3671,20	530,50	14,68
4	2	2982,00	354,60	5,96
ENERGIA ENTREGUE (MWh/mês)			2021,3	
ENERGIA PERDIDA (MWh/mês)			230,25	
PERCENTUAL DE PERDAS (%)			11,39	

TABELA 3.7

Solução Alternativa 3

Instalação de um Regulador de Tensão

O gráfico abaixo mostra o perfil das tensões após a instalação do regulador de tensão. De acordo com o gráfico podemos observar um aumento considerável do nível de tensão em todas as barras, bem como uma redução substancial da queda de tensão entre as barras 1 (Subestação) e 20, com isso, em relação ao nível de tensão o sistema agora está de acordo com a portaria 047/78 do DNAEE.

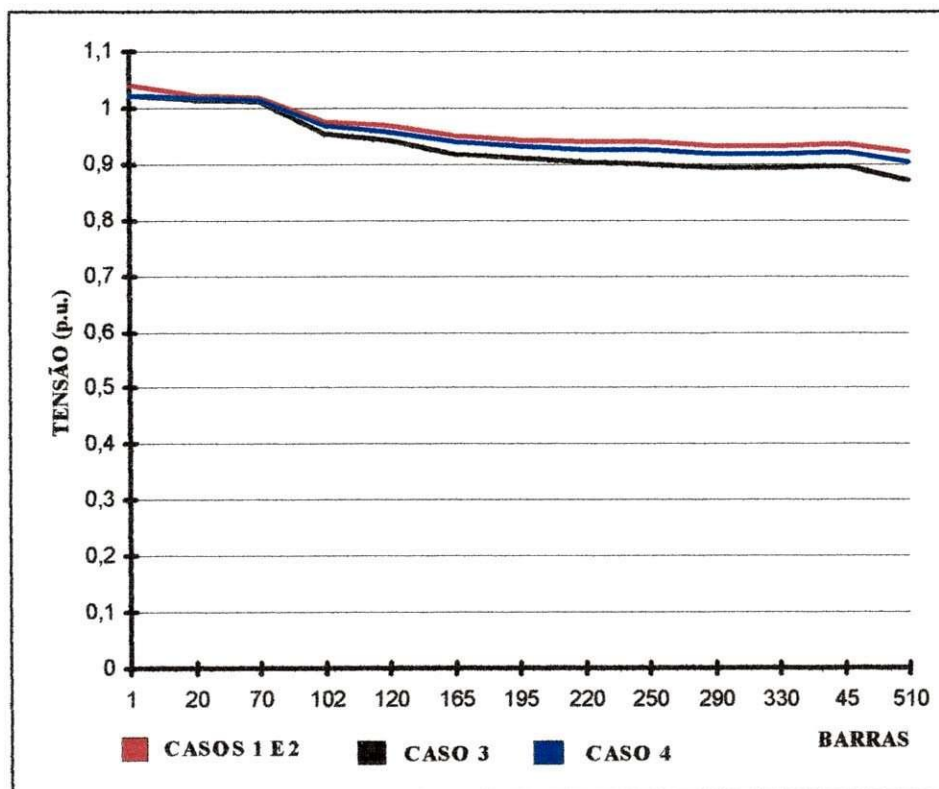


FIGURA 3.10

Perfil das Tensões
Solução Alternativa 3

CAPÍTULO 4

4.1. CONCLUSÃO

O estudo das perdas em redes de distribuição é de vital importância pois o país vem atravessando várias dificuldades do ponto de vista energético, que podem se agravar nos próximos 20 anos. A redução das perdas em Sistemas De Distribuição além de possibilitar um melhor funcionamento dos Sistemas Elétricos, trás também uma economia considerável para o país, trazendo mais desenvolvimento.

Apesar do pouco tempo de estágio, a experiência foi válida, pois nos possibilitou conhecer um pouco mais sobre os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, bem como a metodologia de trabalho da empresa no que diz respeito ao gerenciamento do sistema no estado de Sergipe.

É importante ressaltar também a utilização de uma ferramenta muito útil para a simulação, análise e solução de problemas de fluxo de potência em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, que está sendo introduzida nas empresas da nossa região, e que vai possibilitar resultados bastante positivos no que diz respeito a redução das perdas.

Em se tratando do alimentador em estudo no presente relatório, podemos observar um nível bastante elevado de perdas e níveis de tensão muito abaixo do valor mínimo aceitável em alguns pontos do sistema; isto leva a empresa a uma diminuição na arrecadação. Após diversas simulações efetuadas, utilizando o programa conversacional de fluxo de potência para as diversas configurações do sistema, concluímos que a solução alternativa **3** proporcionará uma redução considerável no valor das Perdas Elétricas do alimentador, bem como uma elevação do nível de tensão nos diversos pontos que o compõem. Convém lembrar que a empresa adotou a solução alternativa **1**, pois esta no momento era técnica e economicamente mais viável, ficando a solução alternativa **3** como uma futura modificação na configuração do alimentador, com intuito de melhorar o nível de tensão nos diversos pontos do alimentador.

BIBLIOGRAFIA

[1] **Macedo, Washington E.** – Apostila: Avaliação das Perdas Elétricas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

[2] **Monticelli, Alcir J.** – Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Editora Edgard Blücher Ltda. São Paulo, 1983.

[3] **ELETROBRÁS** – Controle de Tensão de Sistemas de Distribuição. Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Volume 5. Editora CAMPUS/ELETROBRÁS. Rio de Janeiro, 1985.

[4] **CCON** – Apostila: Sistemática para Determinação e Acompanhamento das Perdas. Novembro de 1993.

[5] **CCON** – Apostila: Perdas em Redes de Distribuição. Maio de 1993.



ANEXO 1

PORTARIA 047/78

DO DNAEE

PORTARIA 047/78 DO DNAEE

PORTARIA 047/78 DO DNAEE de 17 de abril de 1978

O DIRETOR GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA, no uso de suas atribuições, tendo em vista a competência legal desse Departamento para resolver sobre as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica, e

CONSIDERANDO ser imprescindível para a conceituação do serviço adequado o estabelecimento do nível de determinadas tensões de fornecimento de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação das tensões, em geral, a serem observados pelos concessionários de serviços públicos de eletricidade;

RESOLVE:

Art. 1º - O concessionário de serviço público de energia elétrica deve observar, quanto às tensões de fornecimento a seus consumidores, os seguintes critérios:

I - quando o atendimento for feito em tensão de transmissão, subtransmissão ou primária de distribuição:

a) a tensão de fornecimento do ponto de entrega de energia pode ser fixada entre +5% (mais cinco por cento) e -5% (menos cinco por cento) com relação à tensão nominal do sistema.

b) os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia são os seguintes:

1 - até 30 de junho de 1980: +5% (mais cinco por cento) e -10% (menos cinco por cento), entendido este último como limite precário;

2 - após o 1º de julho de 1980: +5% (mais cinco por cento) e -7,5% (menos sete e meio por cento), entendidos estes como limites adequados.

II - quando o atendimento for feito em tensão secundária de distribuição, os limites da variação de tensão no ponto de fornecimento no ponto de entrega de energia são os seguintes:

a) até 30 de junho de 1980: os constantes do quadro II (limites adequados) anexo a esta portaria;

b) após 1º de julho de 1980: os constantes do quadro II (limites adequados) anexo a esta portaria.

§1º - Os limites de variação de que trata a alínea "b" do inciso I, supra, referem-se à tensão fixada nos termos da alínea "a" do mesmo inciso, ou, na falta desta, com relação à tensão nominal do sistema.

§2º - Os limites de variação de que trata o inciso II supra referem-se a tensão nominal do sistema.

§3º - Caso, em atendimento em tensão secundária de distribuição, seja utilizada tensão nominal diferente das relacionadas nos quadros anexos a esta portaria, o concessionário deve solicitar ao DNAEE que fixe para esta tensão, limites de variação específicos.

§4º - Após 1º de julho de 1980 os limites precários (inciso I alínea “b”, item I e inciso II, alínea “a” supra) só prevalecerão:

- a) para os efeitos dos dispostos no §2º do art. 3º;
- b) em caso de manobra para transferencia de carga, ou defeito em equipamento, com duração inferior a 5 dias.

<i>Tensão Nominal (Volts)</i>		<i>Limites de Variação</i>	
		<i>Mínimo (Volts)</i>	<i>Máximo (Volts)</i>
4 fios	Trifásico		
	220/127 380/220	189/109 327/189	233/135 403/233
2 ou 3 fios	Monofásico		
	230/115	206/103	254/127
	240/120	206/103	254/127
	254/127	/109	/135
	440/220	378/109	466/233

QUADRO I
Limites Precários de Variação de Tensão
Consumidores Atendidos em Tensão Secundária de Distribuição

<i>Tensão Nominal (Volts)</i>		<i>Limites de Variação</i>	
		<i>Mínimo (Volts)</i>	<i>Máximo (Volts)</i>
4 fios	Trifásico		
	220/127 380/220	201/116/(190/110*) 348/201	229/132 396/229
2 ou 3 fios	Monofásico		
	230/115	212/106	242/121
	254/127	/110	/132
	440/220	402/201	458/229
	240/120 230/115	216/108 216/108	250/125 250/125
* EXCLUSIVAMENTE NOS PONTOS DA REDE SECUNDÁRIA EM QUE AS LIGAÇÕES FOREM ENTRE FASE E NEUTRO			

QUADRO II
Limites Adequados de Variação de Tensão
Consumidores Atendidos em Tensão Secundária de Distribuição