

TESE

416

"PLANEJAMENTO DA CAPACIDADE TRANSFORMADORA INSTALADA EM SISTEMAS DE ESTAÇÕES ABAIXADORAS TRANSMISSÃO-DISTRIBUIÇÃO"



PURGER, PAULO ROBERTO

"Planejamento da Capacidade Transformadora Instalada em Sistemas de Estações Abaixadoras de Transmissão-Distribuição".

(EFEI - Itajubá - Minas Gerais) 1984.

Palavras-chave: planejamento, sistema transformador, padronização, reservas, confiabilidade, dados

Paulo Roberto Purger, nasceu em 19 de fevereiro de 1948, no Rio de Janeiro, Brasil.

É atualmente Engenheiro C, lotado na Área de Planejamento do Sistema da LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A., do Grupo ELETROBRÁS, aonde ingressou em 1975.

Concluiu o Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos - CESE, em nível de Pós-Graduação, na Escola Federal de Engenharia de Itajubá, em convênio com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, em 1979.

Endereço (local de trabalho): Avenida Rio Branco nº 53 - 7º andar - Centro
CEP: 20090 - Rio de Janeiro, RJ
Brasil



Ministério da Educação e Cultura
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

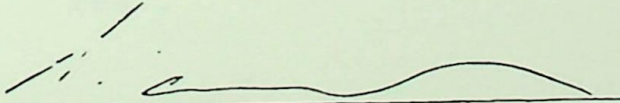
A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

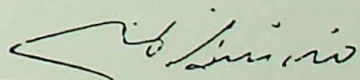
A Comissão Examinadora, abaixo assinada, nomeada por Portaria nº 327 de 19/12/84, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "Planejamento da Capacidade Transformadora Instalada em Sistemas de Estações Abaixadoras Transmissão-Distribuição"

apresenta pronunciamento no sentido de que a Comissão de Pós-Graduação da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registros Acadêmicos) a expedição do título de Mestre em Engenharia Elétrica na Área de Concentração de Sistemas de Potência, satisfeitas as demais exigências regimentais à Paulo Roberto Purger.

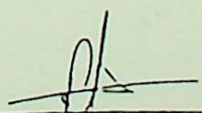
Itajubá, 20 de Dezembro de 1984


1º Examinador

Doutor Giorgio Gambirásio
- USP -


2º Examinador

Prof. Júlio César Tibúrcio
- EFEI -


3º Examinador

Prof. Renato de Aquino Faria Nunes
- Orientador -
- EFEI -

SUMÁRIO

Este trabalho apresenta uma forma para a definição de um padrão de unidade transformadora (tipo e potência nominal), do nível de transmissão para o de distribuição, considerando-se critérios mistos, isto é, determinísticos e probabilísticos, objetivando uma evolução ordenada do sistema associado e respectiva reserva sincronizada ou quente. No enfoque de confiabilidade, para a padronização mencionada, utilizam-se Modelos de Markov. É apresentada uma proposta de metodologia e critério probabilísticos para o cálculo do número de unidades de reserva de transformação não sincronizada ou fria. Também é apresentado um caso exemplo, considerando-se um sistema real, da área do Rio de Janeiro. Todos os dados utilizados neste estudo, tais como, dados técnicos, de confiabilidade e de custos, incluindo a energia interrompida, são oriundos do sistema existente. Nos Apêndices são mostrados alguns procedimentos usuais de crescimento da demanda de energia elétrica, e informações gerais correspondentes ao sistema real.

AGRADECIMENTOS

Agradeco ao Senhor Doutor em Letras, Sr. [nome], pela
sem ele nada conseguiria.

A minha esposa Lúcia Maria Fereira Fereira e meus
filhos Luiz Otávio, Paula e Marcela, pela compreensão, apoio e
carinho, apesar dos sacrifícios que para mim fizeram.

Aos meus pais, João Fereira Filho e Maria Fereira
dos Santos, pela incentivo e orientação de vida.

À Professor Doutor de Letras, Sr. [nome], pela ajuda
prestada em seus conhecimentos e recursos e também pela orientação
constante e valiosa.

Aos engenheiros Manoel Antonio Gomes Martins e
Paulo Roberto Guimarães Monteiro de Barros, da UNB, S. B. 1.000, A. 1,
pela ajuda e colaboração para com a pesquisa em face, tanto nos
trabalhos de campo, quanto nos trabalhos realizados em laboratório,
circunstâncias que me honra bastante.

Aos meus pais
À minha esposa
Aos meus filhos

Ao curso de Pós-Graduação em
em Sistemas Elétricos (PESP-UFPA).

A minha irmã, Sra. [nome], pela ajuda e colaboração
prestada em seus conhecimentos e recursos e também pela orientação
constante e valiosa.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Senhor Deus, em Cristo Jesus, pois sem êle nada conseguiria.

À minha esposa Luiza Maria Taranto Purger e meus filhos Luiz Otávio, Paula e Marcelo, pela compreensão, apoio e carinho, apesar dos sacrifícios que este trabalho lhes impuseram.

Aos meus pais, João Purger Filho e Gloria Fernandes Purger, pelo incentivo e orientação de vida.

Ao Professor Renato de Aquino Nunes, pelo amplo acesso a seus conhecimentos e recursos e também pela orientação constante e valiosa.

Aos engenheiros Mogar Antonio Gomes Martins e Paulo Roberto Guimarães Monteiro de Barros, da LIGHT S.E.S.A., pelo apoio e colaboração para que a pesquisa em foco, fosse efetuada por mim, cujo meu único predicado é privar de suas amizades, circunstância que me honra sobremodo.

À Eletrobrás e à Light S.E.S.A., pela oportunidade de cursar a Pós-Graduação através do Curso de Especialização em Sistemas Elétricos (CESE-EFEI).

À Daisy Lima Pierucci do Espirito Santo, da COPPE, pela boa vontade e pela habilidade datilográfica.

ÍNDICE

	<u>Pág.</u>
<u>CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO</u>	1
1.1 - Considerações Gerais.....	1
1.2 - Definição do Problema.....	2
1.3 - Metodologias - Histórico.....	5
1.4 - Estrutura do Trabalho.....	8
 <u>CAPÍTULO II - DETERMINAÇÃO DA CAPACIDADE TRANSFORMADORA SINCRONIZADA PELO CRITÉRIO DA CAPACIDADE FIR- ME</u>	 10
2.1 - Introdução.....	10
2.2 - Critérios para a Evolução das Estações Abaixadoras do Nível de Transmissão para o de Distribuição.....	11
2.3 - Método Utilizado para a Evolução das Demandas das Es- tações Transformadoras.....	13
2.4 - Considerações Adicionais Referentes ao Sistema Real a ser Analisado.....	18
2.5 - Evolução das Estações Transformadoras Abaixadoras...	23
2.6 - Obras Adicionais Correspondentes à Rede Distribuïdo- ra, na Tensão Secundária das Estações Abaixadoras...	39
2.7 - Análise Relativa à Capacidade Transformadora Sincro- nizada.....	41

<u>CAPÍTULO III - DETERMINAÇÃO DA RESERVA TRANSFORMADORA NÃO</u> <u>SINCRONIZADA, POR METODOLOGIAS PROBABILÍSTI-</u> <u>CAS.....</u>	43
3.1 - Introdução.....	43
3.2 - Descrição do Método Probabilístico Adotado.....	45
3.2.1 - Número de Transformadores Sincronizados, Calcula- dos pelo Critério de Capacidade Firme.....	46
3.2.2 - Avaliação da Confiabilidade - Nível de Risco.....	46
3.2.3 - Resolução Analítica Geral dos Modelos.....	47
3.2.4 - Modelos Probabilísticos Utilizados.....	52
3.2.5 - Função de Distribuição do Número de Unidades Trans- formadoras Avariadas.....	68
3.2.6 - Cálculo do Número de Unidades Transformadoras em Reserva Não Sincronizada.....	69
3.3 - Caso Exemplo.....	70
3.3.1 - Histórico do Comportamento dos Transformadores Exis- tentes no Sistema Real.....	72
3.3.2 - Valores Calculados, das Taxas Médias de Falha e dos Tempos Médios de Reparo, dos Transformadores Trifásicos e Monofásicos.....	73
3.3.3 - Cálculo das Probabilidades Estacionárias.....	92
3.3.4 - Determinação do Número de Reservas Transformadoras Não Sincronizadas, que Deverão Estar Disponíveis no Sistema.....	111

3.3.5 - Análise de Sensibilidade Referente ao Número de Unidades de Reserva.....	130
<u>CAPÍTULO IV - ANÁLISE COMPARATIVA DE CUSTOS.....</u>	133
4.1 - Introdução.....	133
4.2 - Metodologia Utilizada.....	134
4.3 - Valores Utilizados nas Estimativas de Custos.....	136
4.4 - Critérios Adotados.....	138
4.5 - Estimativa de Custo de Energia Interrompida.....	139
4.6 - Estimativas dos Investimentos Programados.....	141
<u>CAPÍTULO V - CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTURAS PESQUISAS</u>	145
<u>REFERÊNCIAS.....</u>	149
<u>APÊNDICE A - QUADROS RELATIVOS À EVOLUÇÃO DAS ESTAÇÕES TRANSFORMADORAS DO SISTEMA REAL.....</u>	154
<u>APÊNDICE B - TARIFFAS BINÔMIAS PARA O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA - ESTIMATIVA DE CUSTO DA ENERGIA INTERROMPIDA.....</u>	229
<u>APÊNDICE C - CRONOGRAMAS DE INVESTIMENTOS E VALOR ATUAL DAS ALTERNATIVAS.....</u>	235

CAPÍTULO I

<u>APÊNDICE D - MANEIRAS USUAIS PARA A ANÁLISE DO CRESCIMENTO</u>	
<u>DE CARGA DE UMA REGIÃO.....</u>	261

<u>APÊNDICE E - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO SISTEMA</u>	
<u>REAL ESTUDADO.....</u>	275

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

O dinamismo dos mercados de energia elétrica, associado à característica da instantaneidade entre produção e consumo dos mesmos, determina que as empresas de serviços de eletricidade façam seus investimentos de forma a se anteciparem à demanda que irão atender a fim de garantir níveis adequados da continuidade e da qualidade do serviço.

É função do planejamento de sistemas elétricos, a implantação de estruturas que propiciem uma evolução ordenada do sistema que garanta um atendimento seguro à demanda, decidindo até onde se justificam investimentos para a melhoria da confiabilidade de serviço.

Esta confiabilidade é grandemente influenciada pela disponibilidade da capacidade transformadora existente no sistema |^{1, 2, 3, 4}|.

A meta deste trabalho é analisar a questão referente à evolução da capacidade transformadora de estações abaixadoras do nível de transmissão para o de distribuição, de forma a garantir o cumprimento de certos critérios operativos e de planejamento |^{5, 6}|, assegurando ainda um grau aceitável de confiabi-

lidade [6]. Para esta finalidade e também com o objetivo essencial de manter uma padronização sempre recomendável, torna-se necessário definir as características principais das unidades transformadoras a serem utilizadas, nomeadamente no que diz respeito ao tipo (banco ou transformador trifásico) e à potência nominal, levando sempre em conta as características típicas, atuais e futuras, do sistema elétrico em estudo.

1.2 - DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O problema referente à definição das características da unidade transformadora a ser adotada como padrão e à evolução do sistema, consiste, essencialmente, em um conjunto de decisões visando diferentes objetivos.

Existem, em geral, para cada estudo no âmbito de planejamento, as seguintes categorias principais de objetivos [2, 5]:

- . Técnico
- . Econômico
- . De confiabilidade (segurança)
- . Político
- . Social

Neste trabalho, somente os três primeiros tipos de objetivos, isto é, o técnico, o econômico e o de confiabilidade, foram considerados. Deve-se no entanto realçar que a decisão fi-

nal sobre a escolha de uma dada alternativa \bar{e} , em grande parte dos casos, influenciada pela estratégia das empresas, no que diz respeito aos dois últimos propósitos.

Os principais aspectos envolvidos em cada um dos objetivos considerados foram:

- Sob o ponto de vista técnico, definir o padrão da unidade transformadora mais adequado para o sistema elétrico, de acordo com as características inerentes, atuais ou futuras do sistema, bem como sua respectiva evolução criteriosa.
- Sob o ponto de vista econômico, cumprir as funções previstas com o máximo de economia.
- Sob o ponto de vista de confiabilidade, planejar e operar o sistema em foco nos mais altos índices de confiabilidade e de eficiência, atualmente concebíveis.

A consideração destes objetivos permite então destacar a maior adequacidade de uma dada padronização, indicando aquela mais viável, frente às demais, para o suprimento de energia aos centros de consumo do sistema.

Desenvolveu-se um estudo específico, envolvendo a evolução das estações abaixadoras, de um sistema elétrico real, para um período correspondente a um decênio, dotando as mesmas de capacidade firme, critério este limitador do carregamento das

unidades remanescentes a níveis não superiores a um percentual das respectivas capacidades transformadoras em operação, sem acarretar perda adicional de vida útil, quando da falha da unidade transformadora de maior potência nominal da citada estação.

São metas, desta parte do trabalho, definir, considerando cada uma das alternativas formuladas, os seguintes fatores:

- Ampliação da capacidade transformadora existente na estação.
- Construções de novas estações transformadoras.
- A necessidade de obras adicionais, incluindo as da rede distribuidora, na tensão secundária da estação abaixadora, em relação à expansão gradativa da referida rede que por acaso venham a tornar-se essenciais.
- A capacidade transformadora sincronizada anual.
- A transferência de suprimento total ou parcial da carga atendida por uma estação para outras da região, dentro do possível, em regime de emergência.

Logo após, utilizam-se ferramentas probabilísticas [2, 8, 9, 10], tendo em vista determinar:

- A reserva transformadora não sincronizada, porém disponível no sistema elétrico.
- O grau de confiabilidade do transformador a ser adotado como padrão.
- O valor esperado de energia não suprida, conforme os meios disponíveis, para cada ano, e para cada alternativa em questão.

Por fim, efetua-se a análise econômica, para cada uma das alternativas estudadas, com cotações reais provenientes do sistema teste.

1.3 - METODOLOGIAS - HISTÓRICO

Metodologias determinísticas têm sido utilizadas tradicionalmente desde os primórdios dos sistemas elétricos no planejamento dos mesmos.

A relativa imaturidade dos processos de planejamento probabilístico pode ser atestada mediante mero levantamento bibliográfico [11]. Verifica-se, anteriormente a 1970, uma quase inexistência de trabalhos relacionados a planejamento probabilístico em geral.

Os primeiros trabalhos publicados foram por volta de 1933, envolvendo o cálculo da reserva de geração.

Podemos exemplificar o aspecto mencionado no início, relativo ao planejamento probabilístico em geral, citando o Canadá, onde por volta de 1964 apenas uma companhia utilizava metodologia probabilística no planejamento de seu sistema ^[12]. Já em 1978, um levantamento realizado englobando 13 companhias, indicou que 4 delas já lançavam mão desse tipo de ferramental.

Assim, na fase atual, a adoção de metodologias e critérios probabilísticos torna-se imperativa, contudo encarada com a máxima precaução, de forma gradual, devido principalmente à inexistência de experiência largamente consagrada e às peculiaridades de cada sistema.

O Brasil já fez algumas tentativas de estudos específicos de confiabilidade, mas não há um consenso geral. Existe a necessidade de se desenvolver metodologias e critérios próprios, devido relevantemente às características inerentes ^[30] de nossos sistemas, pois o objetivo último de qualquer estudo é atendê-los.

De acordo com Endrenyi ^[2], os estudos de planejamento de um sistema de energia elétrica desenvolvem-se em uma sequência acentuadamente encadeada, da qual destacamos os seguintes estágios:

- . Elaboração de dados
- . Formulação e pré-seleção de alternativas
- . Análise técnica, com base num conjunto de critérios definidos

- de forma inerente
- . Análise econômica
- . Avaliação final.

A validade dos estudos está relacionada com a qualidade das informações sobre o sistema. Ringlee [11] subverte que no caso genérico de comparação de alternativas, onde são utilizados índices relativos, é sempre recomendável a realização de estudos de sensibilidade para dados não provenientes do sistema real considerado. Neste trabalho todos os dados utilizados são oriundos do sistema real em teste.

Para a definição da evolução das estações de transformação, segundo Sahu [15], a estimativa da probabilidade de falha dos respectivos transformadores é relevante para a determinação do número de reservas não sincronizadas, mas disponíveis no sistema, tendo em conta que as mesmas requerem um substancial investimento de capital.

A utilização de critérios e métodos determinísticos em sistemas de energia elétrica não levam em consideração as incertezas existentes no modelo. Em certas situações ou eventos os referidos critérios são escolhidos, a eles se atribuem probabilidades unitárias de ocorrência e dimensiona-se o sistema visando a sustentação das circunstâncias estabelecidas. Ressalta-se aqui um detalhe específico, que é o do enfoque probabilístico associado do aspecto econômico poder redefinir a filosofia de reserva transformadora e conseqüentemente a de manutenção e operação.

A metodologia adotada neste trabalho, resultou na verdade e por motivos que serão referidos posteriormente, na adoção de critérios mistos determinístico-probabilísticos. É conveniente, no entanto, ressaltar-se que a utilização de critérios exclusivamente probabilísticos deve ser objeto de análises e estudos futuros, com a máxima cautela devido aos motivos já mencionados anteriormente. Menciona-se que foi efetuada uma pesquisa bibliográfica considerável, mas não se detetou uma metodologia geral para aplicação na expansão do sistema real, utilizado neste estudo.

1.4 - ESTRUTURA DO TRABALHO

Uma descrição sumária do roteiro deste trabalho é dada a seguir.

No Capítulo II são elaboradas as evoluções ordenadas do sistema transformador, isto é, de forma a garantir certos critérios operativos e de planejamento, para cada uma das padronizações pré-selecionadas, para a definição da capacidade transformadora sincronizada e respectiva reserva.

Propõe-se no Capítulo III, um procedimento para a determinação das unidades de reserva não sincronizada e a modelagem dos equipamentos mencionados no parágrafo anterior. Associam-se algumas filosofias de manutenção, para o cálculo da probabilidade de avaria do equipamento a ser adotado como padrão e do nível de risco do sistema.

Observa-se que em termos de planejamento, analisam-se alternativas para a resolução do problema, tendo apenas significado a confiabilidade relativa entre as mesmas. Desta forma, menciona-se que o estudo em desenvolvimento destina-se a comparação de alternativas, não sendo imperativa a dependência do valor absoluto dos dados para a avaliação da confiabilidade.

Um sistema real foi utilizado, como caso exemplo, sendo obtidos valores de taxas de transição a partir de dados significativos oriundos do referido sistema.

Ressalta-se que foi efetuado um esforço grande de coleta e de análise dos referidos dados, muito embora, verifica-se que esta análise necessite ser aprofundada, em termos futuros, considerando-se também os transformadores que não falharam no decorrer do período de observação.

O Capítulo IV aborda a análise econômica comparativa |⁹| entre as alternativas referentes às padronizações mencionadas.

Neste aspecto, consideram-se todos os custos materiais, diretos, indiretos; inclusive a estimativa de custo de energia interrompida, provenientes dos setores de planejamento |¹³| e de distribuição do sistema real.

Finalmente, no Capítulo V, efetua-se a avaliação final, apresentando-se conclusões, comentários e sugestões para futuras pesquisas.

CAPÍTULO IIDETERMINAÇÃO DA CAPACIDADE TRANSFORMADORA
SINCRONIZADA PELO CRITÉRIO DA CAPACIDADE.FIRME2.1 - INTRODUÇÃO

Os métodos e critérios adotados nas evoluções das capacidades das estações abaixadoras, para atendimento à demanda de uma região específica, originam-se de fatores tais como:

- Características inerentes e relevantes do sistema já existente
- Características das cargas
- Exigências de confiabilidade de suprimento
- Possibilidades de trocas de energia com estações vizinhas.

Os critérios acima referidos e enfocados em seguida, deverão proporcionar a continuidade e a qualidade de serviço, necessárias ao desempenho aceitável do sistema.

2.2 - CRITÉRIOS PARA A EVOLUÇÃO DAS ESTAÇÕES ABAIXADORAS DO NÍVEL DE TRANSMISSÃO PARA O DE DISTRIBUIÇÃO

Os serviços programados, necessários à expansão do sistema teste, (um decênio), foram pautados nos seguintes critérios:

- Dotar as estações transformadoras abaixadoras de capacidade firme com a finalidade de melhorar as condições de continuidade e qualidade de serviço das mesmas, levando-se em conta as dificuldades operativas de transferência de carga entre estações, em situação de emergência. O critério de capacidade firme é definido como limitador do carregamento das unidades remanescentes a níveis não superiores a um valor máximo admissível de carregamento, que em nosso caso é de 120% das respectivas capacidades transformadoras em serviço, quando da primeira contingência de uma unidade transformadora de maior potência nominal, nas estações transformadoras do sistema em apreço.

Considera-se, no caso de bancos de transformadores, ligados em delta-delta, que a capacidade de operação em delta aberto é igual a 58% da capacidade nominal $|^{17}|$ do banco trifásico, incluindo-se a capacidade firme de 120% da capacidade em delta aberto, e propiciando suprimento à carga através das redes distribuidoras das estações vizinhas durante o período necessário ao estabelecimento do atendimento pela transformação trifásica em emergência.

Cumprе ressaltar que a sobrecarga admissível nos transformadores mencionada anteriormente, de 20%, é um valor definido a nível de estudos de planejamento da empresa responsável pelo sistema a ser estudado, para que não ocorra perda adicional significativa de vida útil dos transformadores.

- Uniformizar a tensão no sistema de distribuição primária. Este nível de tensão deverá ser implantado, de acordo com a filosofia de evolução da empresa de energia elétrica, responsável pelo referido sistema. No nosso caso exemplo esta tensão é 34.5 kV.
- Ampliação da estação, utilizando-se unidades transformadoras capazes de operar de forma compatível com o critério definido no item anterior.
- Instalação de novas unidades transformadoras dotadas de equipamento automático de comutação sob carga.

Este critério visa atender as necessidades de qualidade de serviço na região de distribuição primária.

- Em regime normal de operação, não deverá ocorrer sobrecarga nas unidades transformadoras. O esgotamento da capacidade nominal deverá ser eliminado efetuando-se as medidas citadas nos dois últimos itens, ou ainda utilizando-se a possibilidade de transferência de energia com as estações vizinhas. As referidas transferências deverão ser efetuadas antes das demais medidas.

- Localização das estações abaixadoras próximas ao centro de carga das áreas a que vão atender.

Com o aumento da densidade de carga, poderá ser necessário levar a tensão primária as proximidades da carga a ser suprida. No caso do sistema real a ser analisado essa tensão primária é de 138 kV.

2.3 - MÉTODO UTILIZADO PARA A EVOLUÇÃO DAS DEMANDAS DAS ESTAÇÕES TRANSFORMADORAS

A previsão do crescimento das demandas é altamente relevante para o desenvolvimento do estudo e pode ser elaborada por maneiras já tradicionais, como sejam: o método do crescimento histórico, o critério de Scheer e a análise de regressão pelo método dos mínimos quadrados. As referidas maneiras usuais são descritas no Apêndice D.

Neste trabalho recorreu-se ao mesmo método usado pela empresa responsável pelo sistema a ser expandido, referente à taxa de crescimento histórico característica da região à qual pertencem as estações em análise, levando-se em conta pedidos de ligação de novos consumidores industriais e o aumento de carga dos existentes, quando for o caso. Assim, a demanda global da transformação das estações abaixadoras será, anualmente, a soma das demandas máximas que são previstas nas subestações distribuí

doras que são supridas pelas referidas estações.

A Figura 2.3.1 seguinte ilustra um exemplo típico.

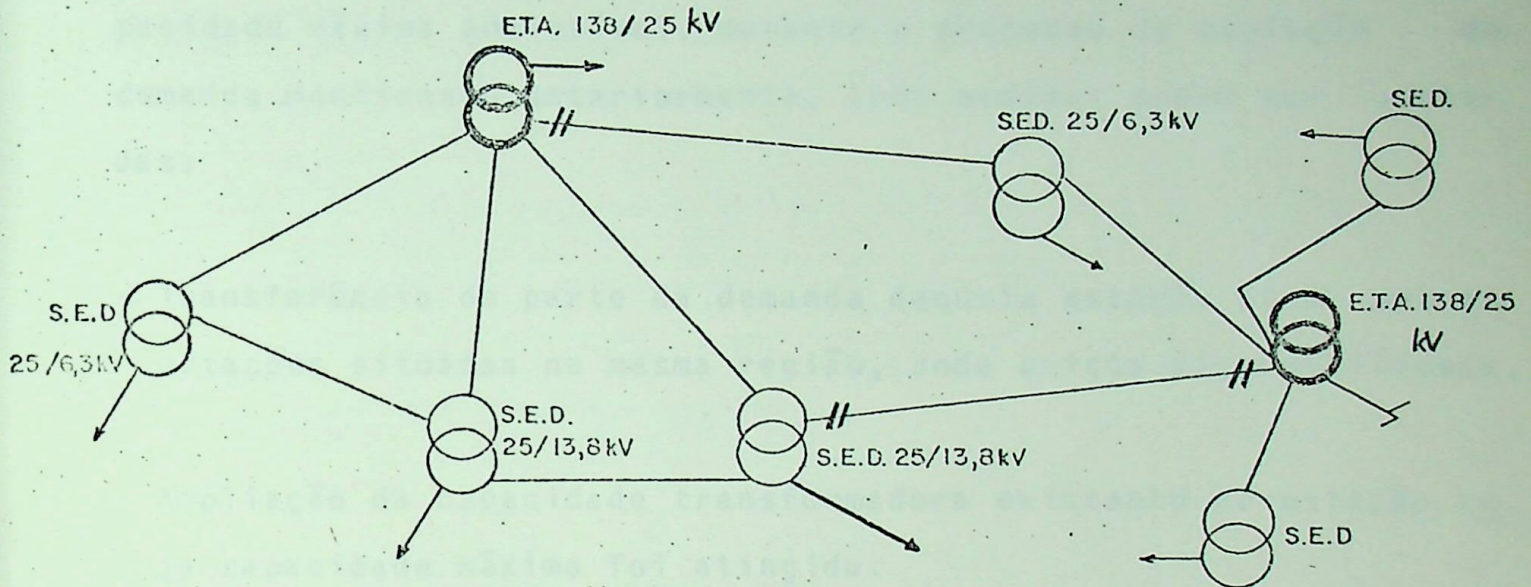


Figura 2.3.1

A projeção das demandas máximas horárias das subestações em apreço, é efetuada a partir da série histórica de consumo médio mensal máximo, extrapolada até o final do período abordado no estudo. Foram ainda considerados fatores capazes de influenciar a tendência natural da evolução. Dentre esses fatores destacam-se:

- Expectativa de crescimento acelerado de algumas áreas, decorrentes de facilidades locais, ou de tendências naturais de ocupação.
- Saturação dos níveis de demanda.

- Comparação entre áreas de características semelhantes de ocupação e uso de energia elétrica.

Sempre que uma estação abaixadora atinge a sua capacidade máxima admissível, durante o processo de evolução da demanda, mencionado anteriormente, três medidas podem ser adotadas:

- Transferência de parte da demanda daquela estação para outras estações situadas na mesma região, onde exista disponibilidade.
- Ampliação da capacidade transformadora existente na estação cuja capacidade máxima foi atingida.
- Construção de uma nova estação transformadora próxima à carga, aliviando assim a demanda da estação em foco e possivelmente de alguma outra situada na mesma região.

A escolha mais vantajosa, em caso de equivalência técnica entre as medidas apresentadas acima, deve ser definida através de análise econômica.

Torna-se conveniente nesta altura recorrer a um exemplo para ilustrar o exposto anteriormente.

Considerem-se os dados de demandas e capacidades instaladas a partir de um certo ano-base (já ocorrido em termos do sistema existente), como ponto de partida para as evoluções

da estação abaixadora supridoras de subestações de distribuição. A estação mencionada é conseqüentemente de maior capacidade instalada do que as respectivas subestações a serem supridas, o que se compreende facilmente pela análise do esquema típico mostrado na Figura 2.3.2 seguinte.

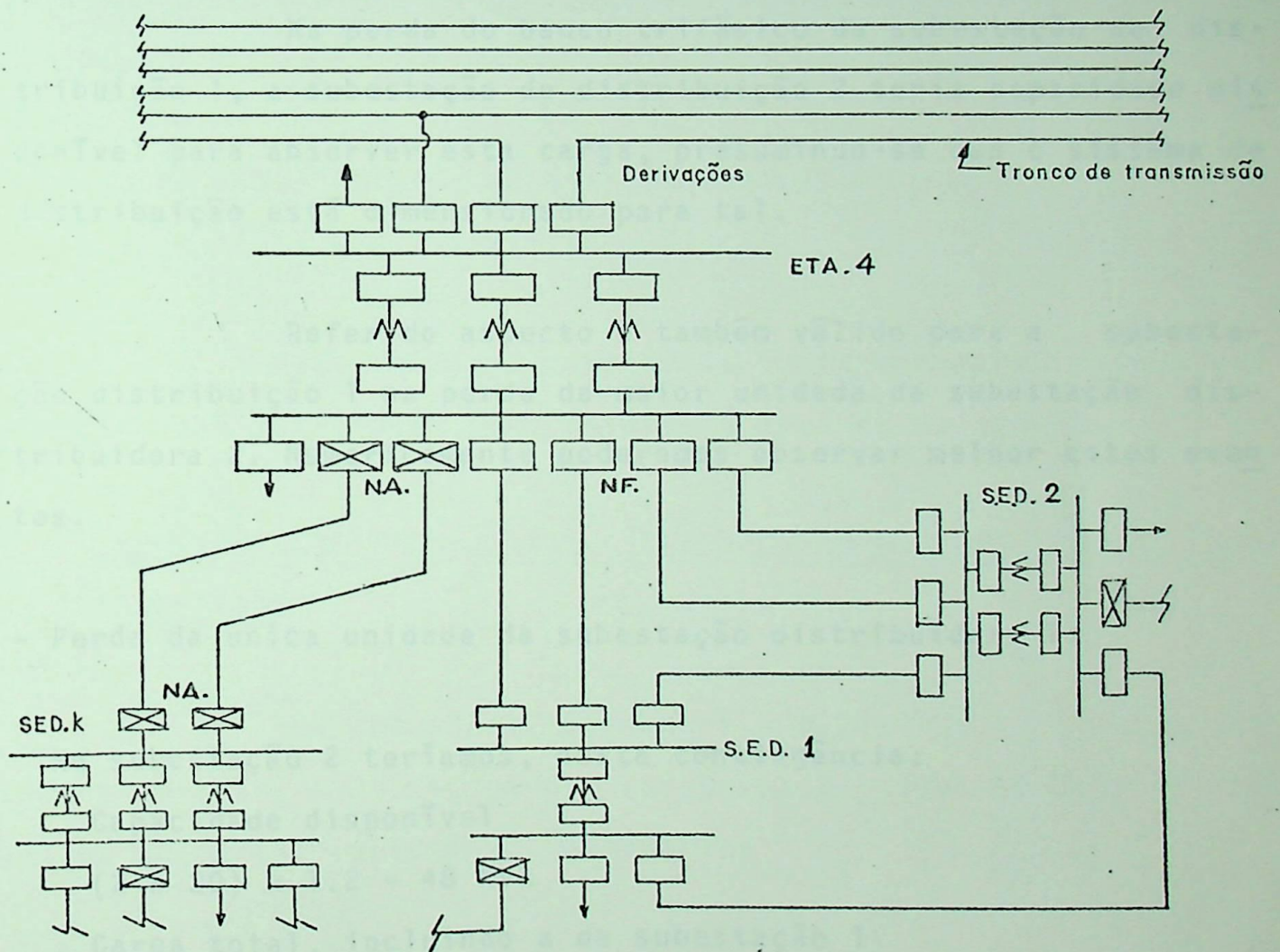


Figura 2.3.2

A evolução, por um triênio, da capacidade transformadora sincronizada existente na estação abaixadora do esquema

anterior é mostrada no quadro 2.3.3 seguinte.

Poderemos observar, na subestação distribuidora 1, que no ano 02, poderá haver esgotamento da capacidade instalada. Assim, optou-se por transferir parte dessa demanda para outras estações transformadoras abaixadoras vizinhas.

Na perda do banco trifásico da subestação de distribuição 1, a subestação de distribuição 2 teria capacidade disponível para absorver esta carga, presumindo-se que o sistema de distribuição está dimensionado para tal.

Referido aspecto é também válido para a subestação distribuição 1 na perda da maior unidade da subestação distribuidora 2. Numericamente poderemos observar melhor estes eventos.

- Perda da única unidade da subestação distribuidora 1:

Na subestação 2 teríamos, nesta contingência:

. Capacidade disponível

$$(2 \times 20) \times 1.2 = 48 \text{ MVA}$$

. Carga total, incluindo a da subestação 1

$$25.3 + 18.3 = 43.6 \text{ MVA}$$

- Perda de uma das unidades da subestação 2:

. Capacidade disponível

$$(1 \times 20) \times 1.2 = 24 \text{ MVA}$$

. Carga total: 25.3 MVA

$$24.0 - 25.3 = - 1.3 \text{ MVA}$$

Assim seriam transferidos para a subestação 1 cerca de 1,3 MVA, que ficará durante a contingência em foco, com:

$$18,3 + 1,3 = 19,6 \text{ MVA} (< \text{capacidade disponível de } 20 \times 1.2 = 24 \text{ MVA})$$

- Perda da maior unidade da estação abaixadora 4:

$$|(0.58 \times 50) + 2 \times 25| \times 1.2 \cong 95 \text{ MVA}$$

Deste modo, a capacidade transformadora disponível neste caso é suficiente para atender a demanda no ano 02.

2.4 - CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS REFERENTES AO SISTEMA REAL A SER ANALISADO

Com referência à conversão da tensão do sistema de subtransmissão, a 25 kV, para a tensão padronizada de 34.5 kV, temos os seguintes aspectos a considerar:

O atual sistema de 25 kV é composto de circuitos e equipamentos isolados para 34,5 kV. O sistema futuro de 34.5 kV, deverá ter sua utilização restrita a áreas para o atendimento de consumidores industriais cuja demanda não recomende o suprimento à tensão primária de 138 kV das estações transformadoras abaixadoras, bem como áreas para o atendimento desses referidos consumido

SED'S	TAXA DE CRESC. (%)	MVA				MVA			
		ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMANDA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMANDA	CAPAC.
		ANO BASE - 00				ANO 01			
1	7.9	17.3	-	17.3	1 x 20	18,7	-	18.7	1 x 20
2	10.7	23.6	0,6 de novos consumidores	24.4	2 x 20	27,0	-	27.0	2 x 20
Consumidores A.T.	-	42,6	2,0 de novos consumidores	44,6	-	45.6	4,6 p/ETA Vizinha	41,0	-
TOTAL ETA-4	-	83.7	2,6 de novos consumidores	86,3	50+2x 25	91,3	4,6 p/ETA Vizinha	86,7	50+2x 25

QUADRO 2.3.3 - Evolução da demanda da estação abaixadora ETA-4

SED's	MVA				MVA				OBSERVAÇÕES
	ANO 02		ANO 03		ANO 03		ANO 03		
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMANDA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMANDA	CAPAC.	
1	20,1	1,8 p/ETA vizinha	18.3	1x20	19.8	19.8 p/ETA vizinha	-	*	Desmontada no ano 03
2	30,0	1,9 de novos consumidores 6,6 p/ETA vizinha	25.3	2x20	28,0	-	28,0	2x20	Ampliada em 1x20 no ano base
Consumid. A.T.	42.0	-	42,0	-	43.0	-	43,0	-	A evolução de consum. de AT é efetuada a partir das solicitações de aumento de carga dos mesmos
TOTAL ETA-4	92.1	8.4 p/ETA vizinhas 1,9 de novos consumidores	85.6	50+2x25	90.8	19.8 p/ETA	71,0	50+2x25	-

QUADRO 2.3.3 - Continuação

res industriais ou quando a baixa densidade de carga justifique o emprego de subtransmissão a 34.5 kV; e ainda para as áreas de grande densidade de carga, a partir de estações compactas de grande capacidade transformadora, visando o atendimento direto às cargas de distribuição.

No caso específico do sistema existente em estudo neste trabalho existia de antemão a especificação de que a evolução fosse feita utilizando equipamentos transformadores, bancos ou transformadores trifásicos, de 36 e 58 MVA em 25 kV e 50 e 80 MVA respectivamente quando comutados a operar em 34.5 kV.

Com base nestas limitações, foi então possível gerar o seguinte conjunto de alternativas no quadro 2.4.1 apresentado adiante.

ALTERNATIVAS	DESCRIÇÃO
A	Banco trifásico - 58 MVA, sem seccionadoras no módulo de transformação, destinada a retirada rápida da unidade em avaria
B	Transformador trifásico - 58 MVA
C	Banco trifásico - 36 MVA, sem seccionadoras no módulo de transformação, destinadas a retirada rápida da unidade em avaria
D	Transformador trifásico - 36 MVA
E	Banco trifásico - 58 MVA, com seccionadoras no módulo de transformação, destinadas a retirada rápida da unidade em avaria
F	Banco trifásico - 36 MVA, com seccionadoras no módulo de transformação, destinadas a retirada rápida da unidade em avaria

Quadro 2.4.1

No que diz respeito ao tipo de ligação consideram-se as seguintes hipóteses, mostradas no quadro 2.4.2 a seguir.

EQUIPAMENTO	TIPO DE LIGAÇÃO
Transformador trifásico	Delta-Estrela
Banco transformador	Delta-Delta

QUADRO 2.4.2

2.5 - EVOLUÇÃO DAS ESTAÇÕES TRANSFORMADORAS REAJUSTADAS

Cumprе ressaltar que não se consideram nem a ligação delta-delta para o transformador trifásico, uma vez que não há possibilidade de operar parcialmente avariado, neste caso, em delta aberto, nem a ligação delta-estrêla para o banco uma vez que com tal tipo de ligação, também não há possibilidade de operar parcialmente avariado, conforme anteriormente mencionado, além do transformador trifásico nesta situação ser mais atraente em termos de custos (o custo do transformador trifásico é de cerca de 80% do custo do banco transformador para a mesma potência nominal). Além disto, as referidas ligações já não são utilizadas neste sistema real.

Finalizando este item, resalta-se que o intervalo de tempo previsto para a aquisição de transformadores para a tensão primária de 138 kV, é de cerca de 20 meses. Assim sendo, considera-se nos estudos de evolução das estações transformadoras, um intervalo de dois anos para que as referidas aquisições passem a ser efetivadas.

2.5 - EVOLUÇÃO DAS ESTAÇÕES TRANSFORMADORAS ABAIXADORAS

Tomando-se como base todas as diretrizes e considerações descritas nos itens anteriores foi possível estruturar as evoluções propostas nos quadros apresentados no Apêndice A.

O ano base, número 00, cuja configuração se encontra descrita no quadro 2.5.1, é comum a todas as citadas alternativas, pois trata-se da situação ocorrida no último ano de opera-

ção do sistema existente. Os anos 01 e 02 são também comuns às alternativas, pois considera-se que a aquisição de transformadores é de cerca de 20 meses, conforme já mencionado no item anterior.

Utilizando-se as informações das evoluções mostradas no Apêndice A, torna-se agora possível a elaboração das tabelas 2.5.2 a 2.5.7, correspondentes ao resumo de cada caso específico, mostrados anteriormente no quadro 2.4.1.

Apresentam-se também alguns gráficos ilustrativos, decorrentes das alternativas de evolução das estações abaidoras em pauta, relativos aos seguintes aspectos:

- . Capacidade instalada global do sistema, versus tempo
- . Demanda global do sistema, versus tempo

Cumprе ressaltar que os gráficos 2.5.1 a 2.5.6, podem fornecer subsídios adicionais quando as alternativas em análise forem idênticas em termos de valor atual, bem como devem proporcionar uma melhor visualização da reserva sincronizada para cada padronização em pauta.

ANO BASE-00		
ESTAÇÕES	MVA	
	DEMANDA	CAPACIDADE
ETA 1	-	-
ETA 2	--	-
ETA 3	-	-
ETA 4	81,7	(50 + 2 x 25)
ETA 5	22,5	25
ETA 6	91,0	(2 x 50 + 1 x 25)
ETA 7	36,6	50
ETA 8	36,8	50
ETA 9	41,1	50
ETA 10	42,6	(30 + 58)
ETA 11	43,0	50
ETA 12	39,0	50
ETA 13	13,0	20
ETA 14	37,1	58
ETA 15	33,2	58
ETA 16	-	-
ETA 17	-	-
ETA 18	55,8	58
ETA 19	18,2	58
ETA 20	39,1	(30 + 36)
ETA 21	18,2	2 x 10
ETA 22	24,1	2 x 15
ETA 23	3,0	1 x 5

QUADRO 2.5.1 - Descrição do sistema base

ANO BASE-00		
ESTAÇÕES	MVA	
	DEMANDA	CAPACIDADE
ETA 24	3,2	1 x 10
ETA 25	-	-
ETA 26	-	-

QUADRO 2.5.1 - Continuação

ANO	ALTERNATIVA A									
	BANCO TRIFÁSICO					TRANSFORMADOR TRIFÁSICO				
	TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL			TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL		
	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA
00	01	05	-	-	-	-	-	-	-	-
01	01	07	-	02	-	-	-	-	-	-
02	01	09	-	02	-	-	02	-	-	02
03	01	15	-	06	-	-	02	-	-	-
04	01	19	-	04	-	-	02	-	-	-
05	01	21	-	02	-	-	02	-	-	-
06	01	21	-	-	-	-	02	-	-	-
07	01	22	-	01	-	-	02	-	-	-
08	01	23	-	01	-	-	02	-	-	-
09	01	25	-	02	-	-	02	-	-	-
10	01	25	-	-	-	-	02	-	-	-

QUADRO 2.5.2 - Resumo da evolução. Alternativa A

ALTERNATIVA B									
ANO	BANCO TRIFÁSICO					TRANSFORMADOR TRIFÁSICO			
	TOTAL ANUAL		ACRESCIMO ANUAL			TOTAL ANUAL		ACRESCIMO ANUAL	
	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	
00	01	05	-	-	-	-	-	-	-
01	01	07	-	02	-	-	-	-	-
02	01	09	-	02	-	02	-	-	02
03	01	10	-	01	-	08	-	-	06
04	01	10	-	-	-	12	-	-	04
05	01	10	-	-	-	13	-	-	01
06	01	10	-	-	-	13	-	-	-
07	01	10	-	-	-	15	-	-	02
08	01	10	-	-	-	16	-	-	01
09	01	10	-	-	-	18	-	-	02
10	01	10	-	-	-	18	-	-	-

QUADRO 2.5.3 - Resumo da evolução. Alternativa B

ANO	ALTERNATIVA C										
	BANCO TRIFÁSICO					TRANSFORMADOR TRIFÁSICO					
	TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL			TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL			
	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA
00	01	05	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01	01	07	-	02	-	-	-	-	-	-	-
02	01	09	-	02	-	-	02	-	-	-	02
03	06	10	06	01	-	-	02	-	-	-	-
04	11	10	05	-	-	-	02	-	-	-	-
05	13	10	02	-	-	-	02	-	-	-	-
06	13	10	-	-	-	-	02	-	-	-	-
07	15	10	02	-	-	-	02	-	-	-	-
08	15	10	-	-	-	-	02	-	-	-	-
09	17	10	02	-	-	-	02	-	-	-	-
10	19	10	02	-	-	-	02	-	-	-	-

QUADRO 2.5.4 - Resumo da evolução. Alternativa C

ANO	ALTERNATIVA C									
	BANCO TRIFÁSICO					TRANSFORMADOR TRIFÁSICO				
	TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL			TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL		
	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA
00	01	05	-	-	-	-	-	-	-	-
01	01	07	-	02	-	-	-	-	-	-
02	01	09	-	02	-	02	-	-	-	02
03	06	10	06	01	-	02	-	-	-	-
04	11	10	05	-	-	02	-	-	-	-
05	13	10	02	-	-	02	-	-	-	-
06	13	10	-	-	-	02	-	-	-	-
07	15	10	02	-	-	02	-	-	-	-
08	15	10	-	-	-	02	-	-	-	-
09	17	10	02	-	-	02	-	-	-	-
10	19	10	02	-	-	02	-	-	-	-

QUADRO 2.5.4 - Resumo da evolução. Alternativa C

ANO	ALTERNATIVA D									
	BANCO TRIFÁSICO					TRANSFORMADOR TRIFÁSICO				
	TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL			TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL		
	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA
00	01	05	-	-	-	-	-	-	-	-
01	01	07	-	02	-	-	-	-	-	-
02	01	09	-	02	-	02	-	-	-	02
03	01	10	-	01	07	02	07	02	07	-
04	01	10	-	-	12	02	12	02	05	-
05	01	10	-	-	13	02	13	02	01	-
06	01	10	-	-	15	02	15	02	02	-
07	01	10	-	-	17	02	17	02	02	-
08	01	10	-	-	17	02	17	02	-	-
09	01	10	-	-	19	02	19	02	02	-
10	01	10	-	-	21	02	21	02	02	-

QUADRO 2.5.5 - Resumo da evolução. Alternativa D

ANO	ALTERNATIVA E									
	BANCO TRIFÁSICO					TRANSFORMADOR TRIFÁSICO				
	TOTAL ANUAL		ACRESCIMO ANUAL			TOTAL ANUAL		ACRESCIMO ANUAL		
	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	58 MVA
00	01	05	-	-	-	-	-	-	-	-
01	01	07	-	02	-	-	-	-	-	-
02	01	09	-	02	-	02	-	-	-	02
03	01	15	-	06	-	02	-	-	-	-
04	01	19	-	04	-	02	-	-	-	-
05	01	21	-	02	-	02	-	-	-	-
06	01	21	-	-	-	02	-	-	-	-
07	01	22	-	01	-	02	-	-	-	-
08	01	23	-	01	-	02	-	-	-	-
09	01	25	-	02	-	02	-	-	-	-
10	01	25	-	-	-	02	-	-	-	-

QUADRO 2.5.6 - Resumo da evolução. Alternativa E

ANO	ALTERNATIVA F									
	BANCO TRIFÁSICO					TRANSFORMADOR TRIFÁSICO				
	TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL			TOTAL ANUAL		ACRÉSCIMO ANUAL		
	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA	36 MVA	58 MVA
00	01	05	-	-	-	-	-	-	-	-
01	01	07	-	02	-	-	-	-	-	-
02	01	09	-	02	-	-	02	-	-	02
03	06	10	05	01	-	-	02	-	-	-
04	11	10	05	-	-	-	02	-	-	-
05	13	10	02	-	-	-	02	-	-	-
06	13	10	-	-	-	-	02	-	-	-
07	15	10	02	-	-	-	02	-	-	-
08	15	10	-	-	-	-	02	-	-	-
09	17	10	02	-	-	-	02	-	-	-
10	19	10	02	-	-	-	02	-	-	-

QUADRO 2.5.7 - Resumo da evolução. Alternativa F

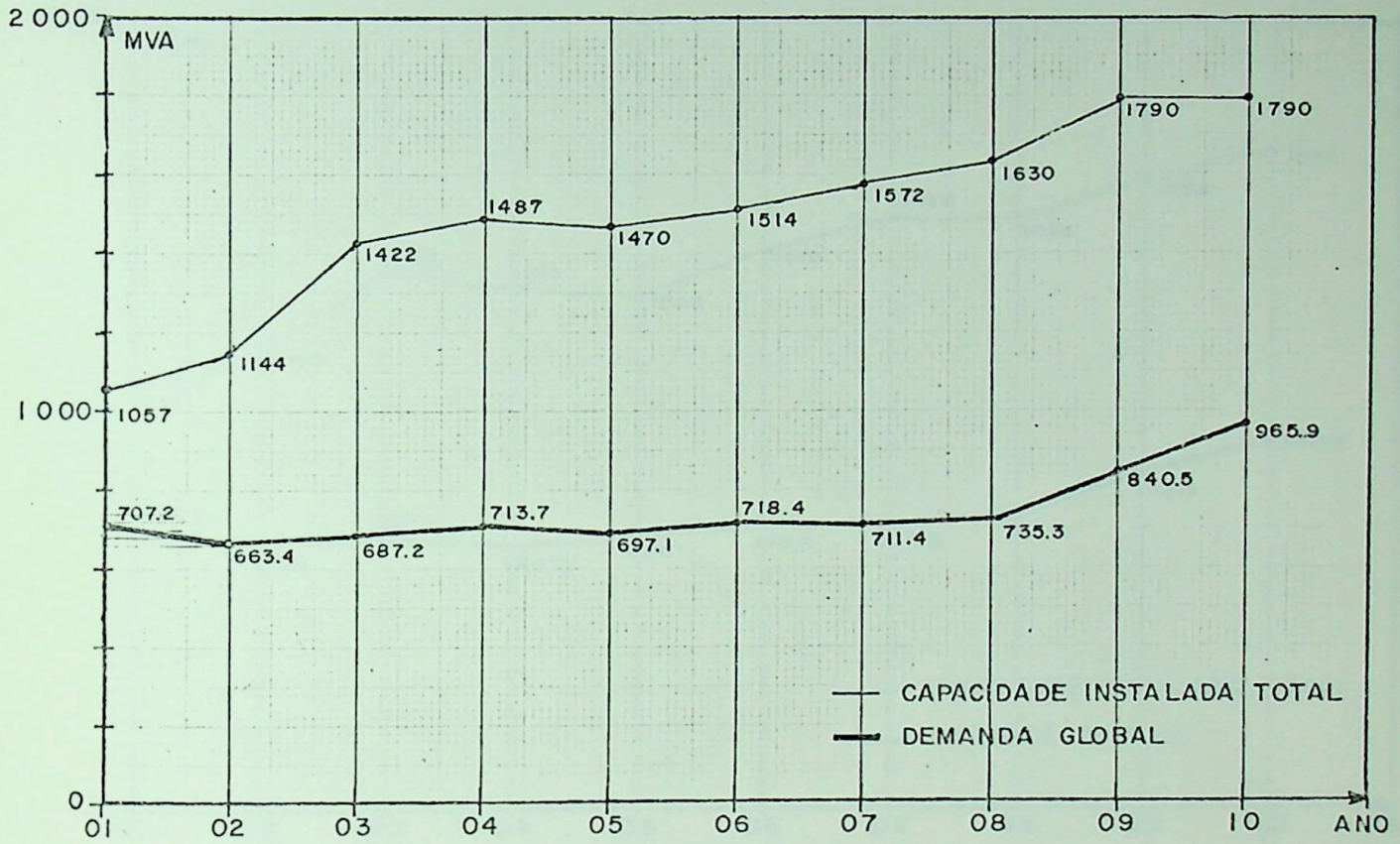


Gráfico 2.5.1

Alternativa A

Banco Transformador de 58 MVA

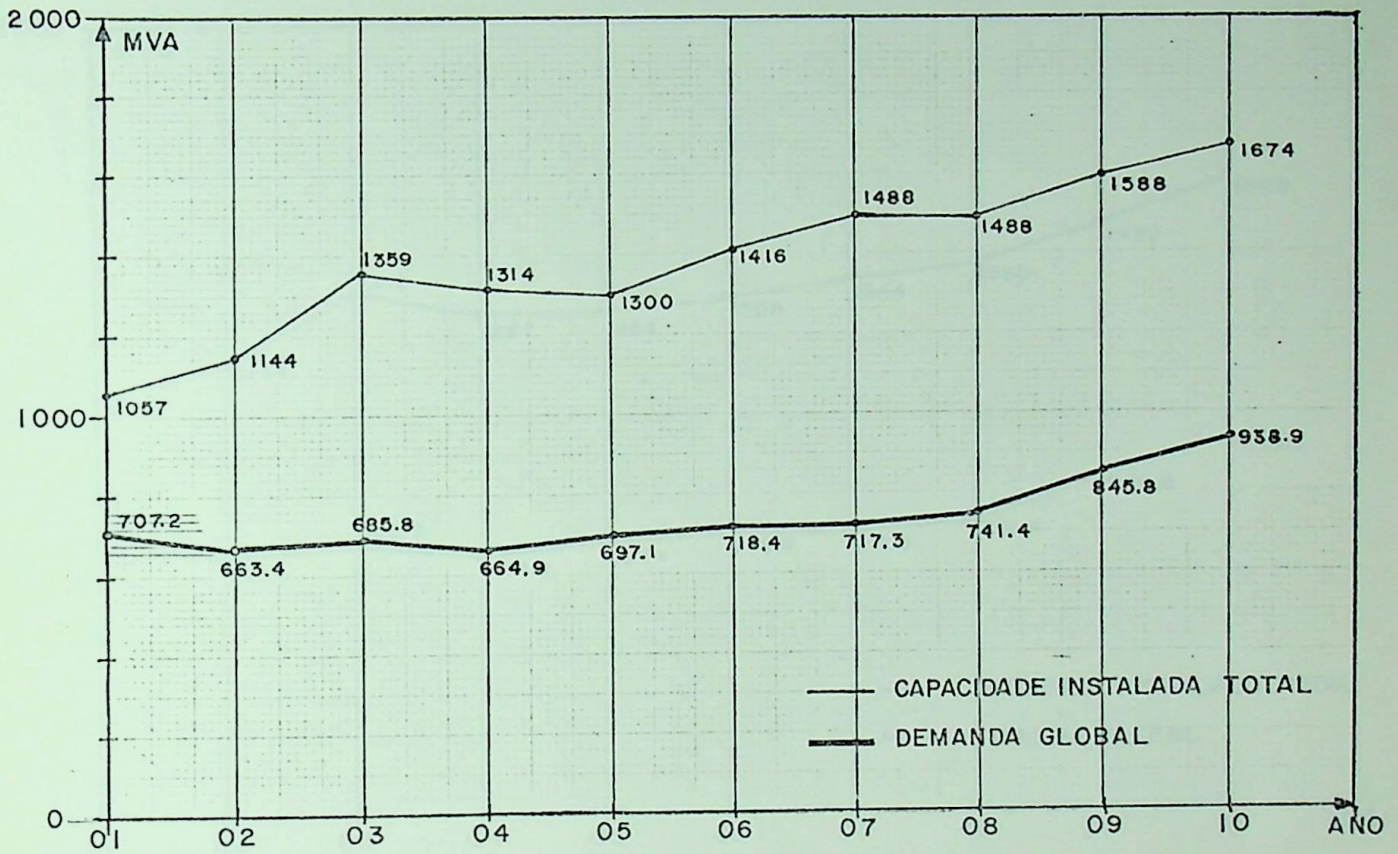


Gráfico 2.5.2

Alternativa B

Transformador trifásico de 58 MVA

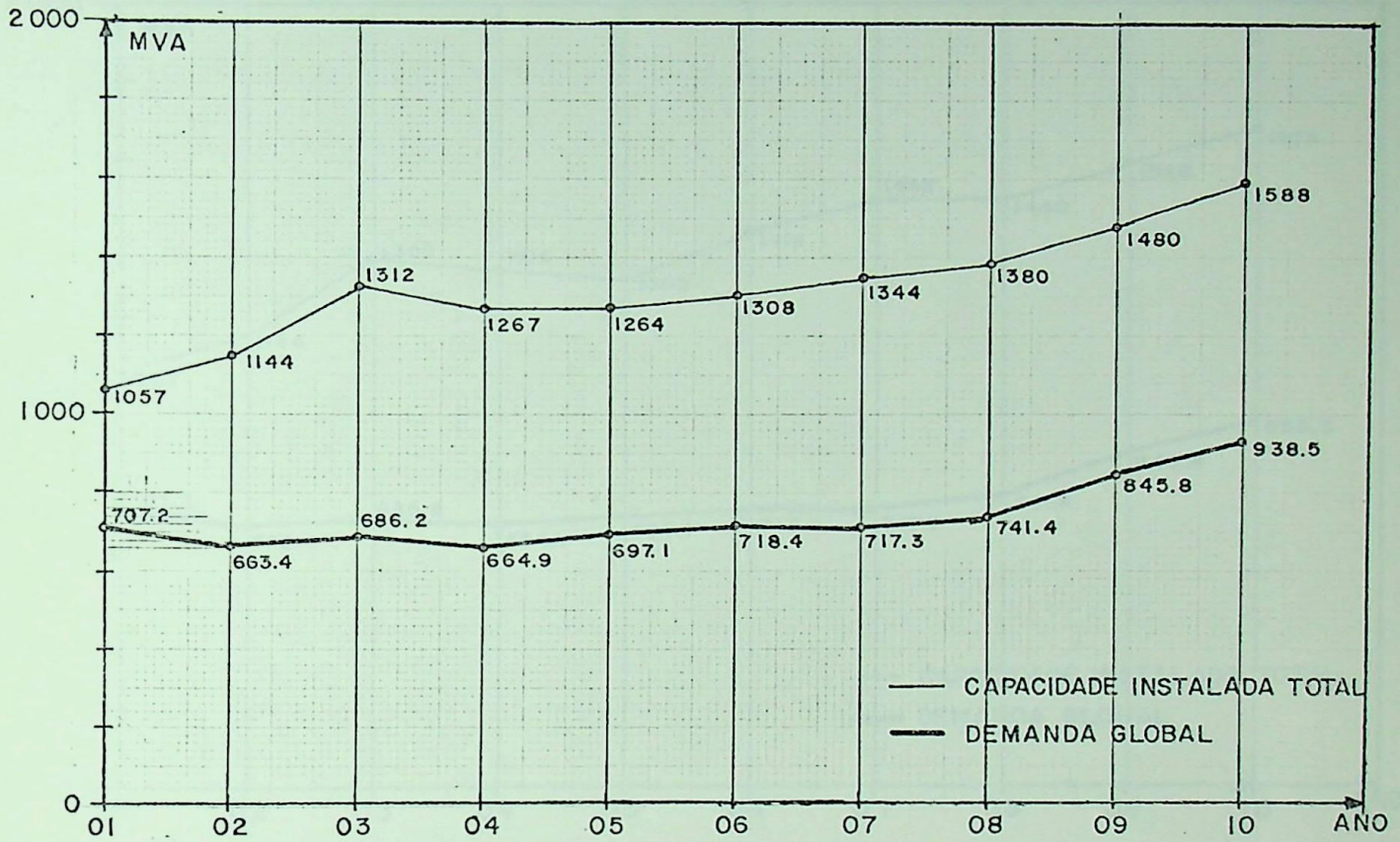


Gráfico 2.5.3
Alternativa C
Banco Transformador de 36 MVA

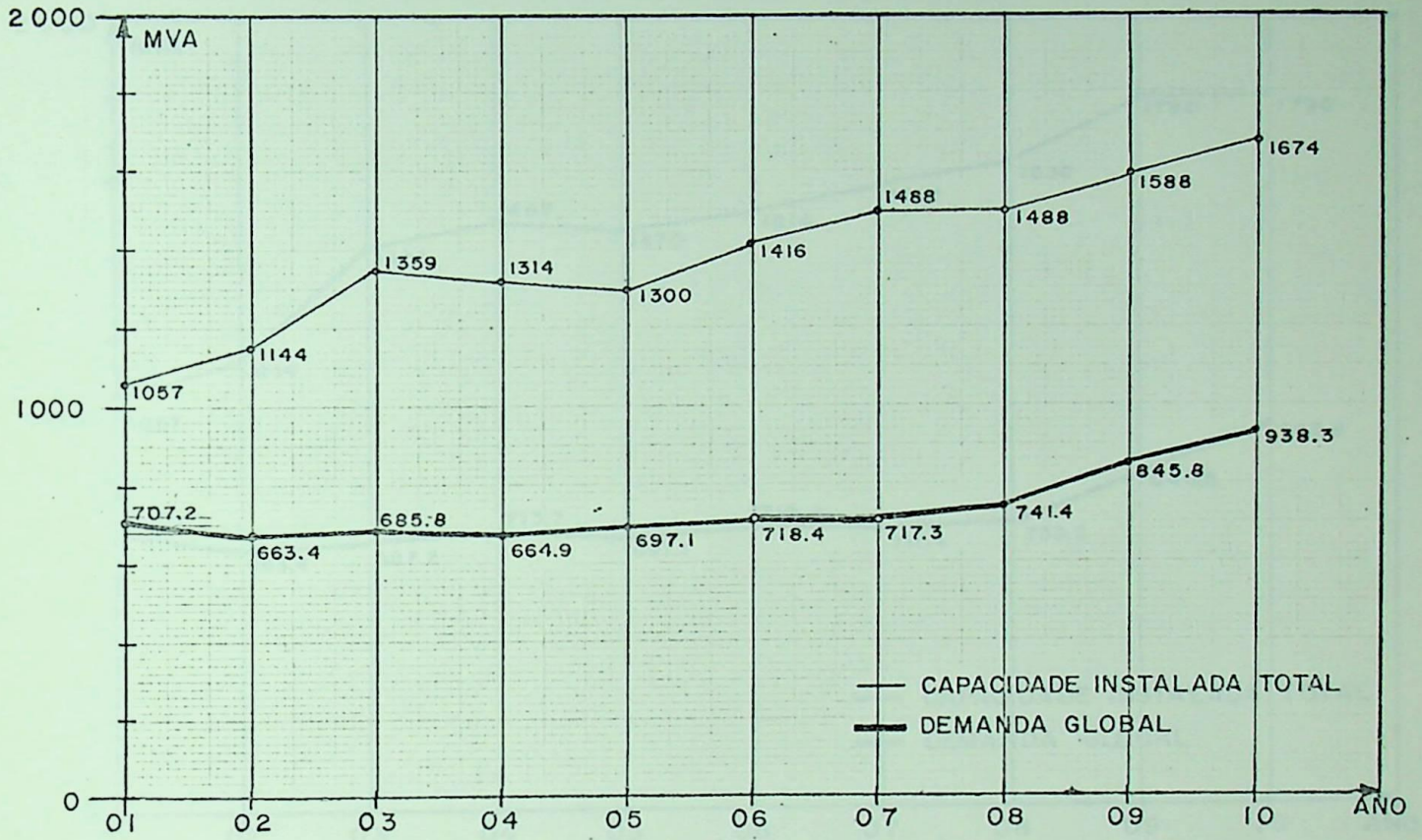


Gráfico 2.5.4

Alternativa D

Transformador trifásico de 36 MVA

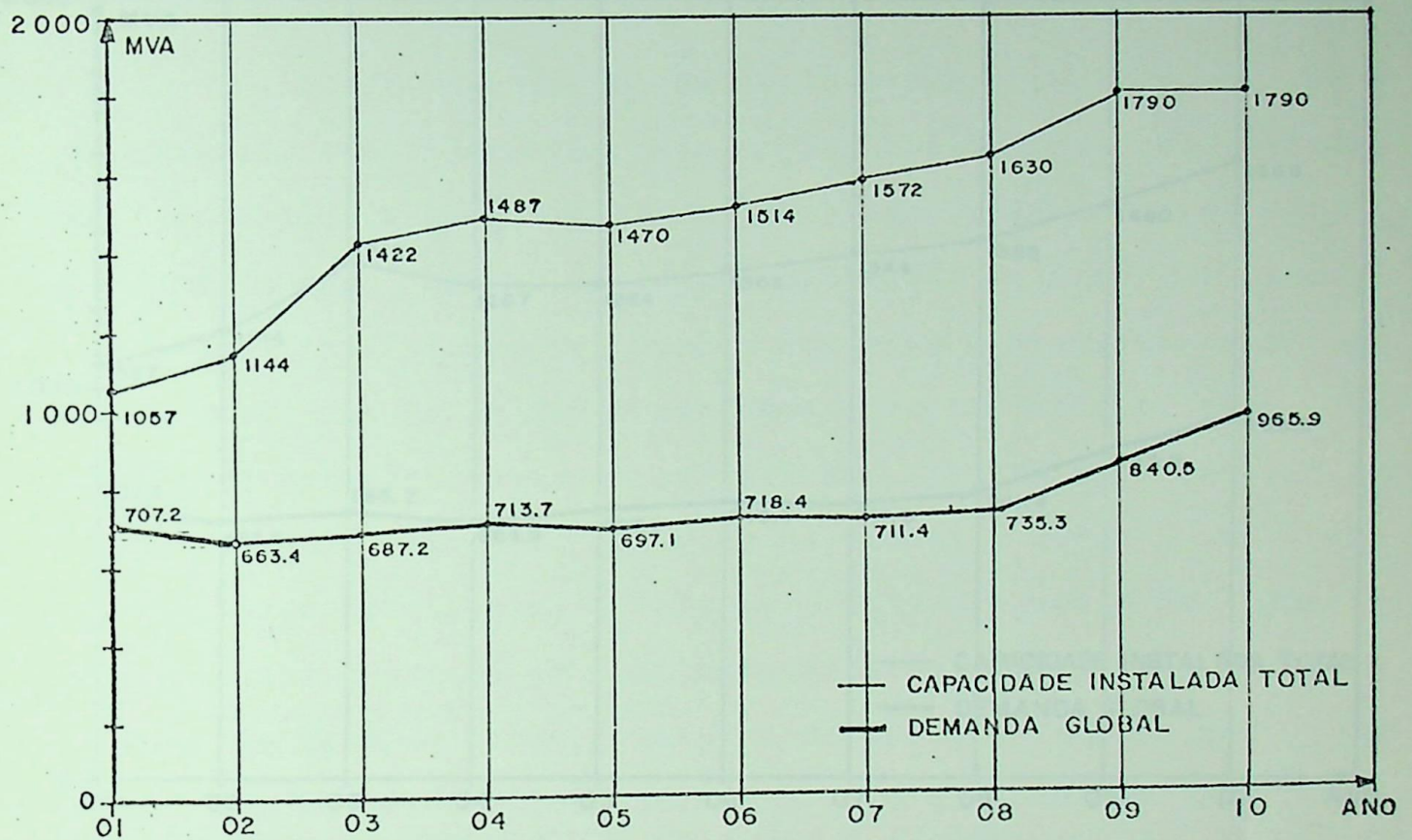


Gráfico 2.5.5

Alterantiva E

Banco transformador de 58 MVA, com seccionadoras

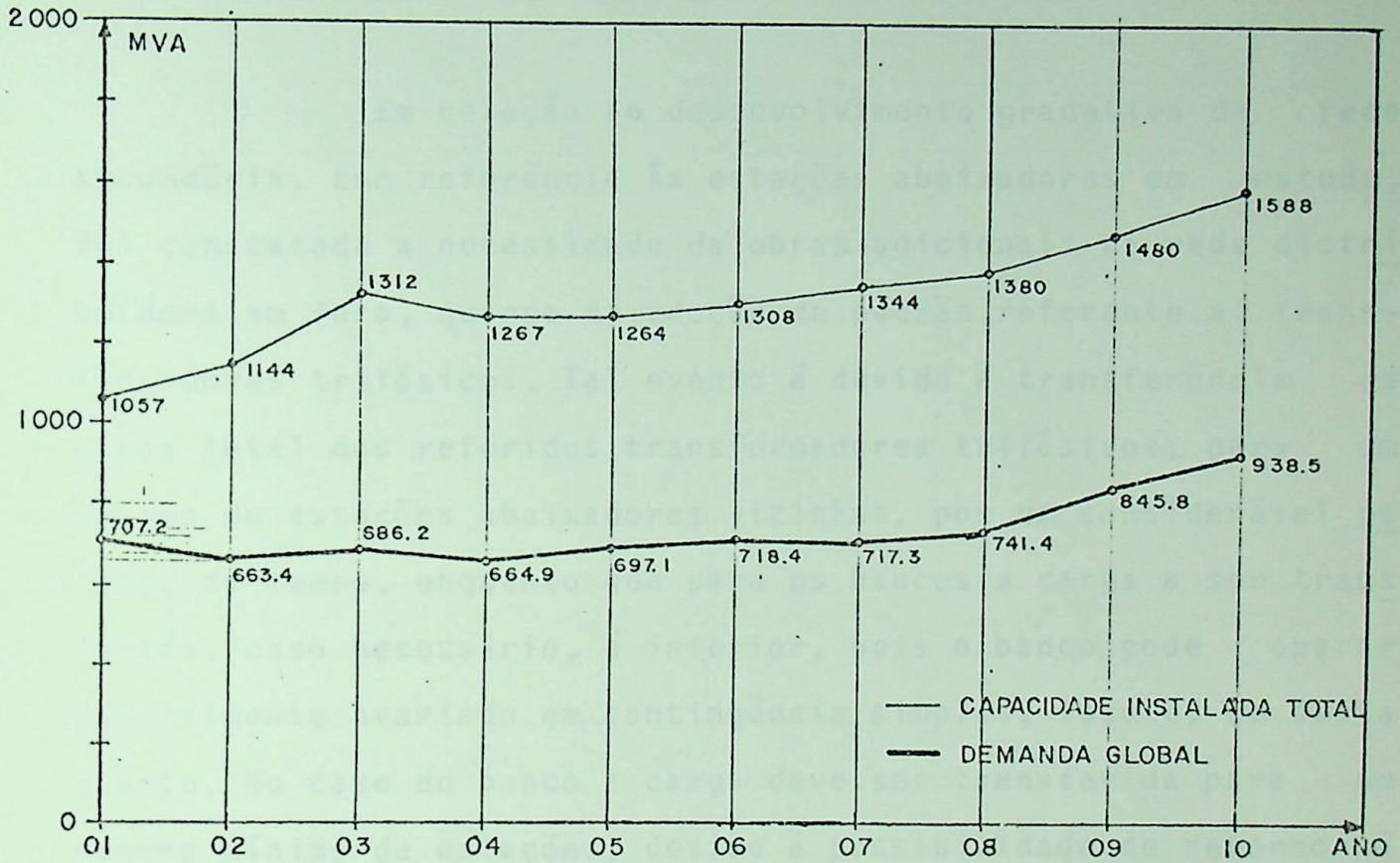


Gráfico 2.5.6

Alternativa F

Banco transformador de 36 MVA, com seccionadoras

2.6 - OBRAS ADICIONAIS CORRESPONDENTES À REDE DISTRIBUIDORA, NA TENSÃO SECUNDÁRIA DAS ESTAÇÕES ABAIXADORAS

Em relação ao desenvolvimento gradativo da rede secundária, com referência às estações abaixadoras em estudo, foi constatada a necessidade de obras adicionais na rede distribuidora em foco, quando da adoção de padrão referente a transformadores trifásicos. Tal evento é devido à transferência da carga total dos referidos transformadores trifásicos, para um máximo de estações abaixadoras vizinhas, por um considerável período de tempo, enquanto que para os bancos a carga a ser transferida, caso necessário, é inferior, pois o banco pode operar parcialmente avariado em contingência simples, isto é, em delta aberto. No caso do banco a carga deve ser transferida para um número mínimo de estações, devido à possibilidade de retorno à operação parcial.

As referidas obras que deverão ser necessárias na rede distribuidora, são relacionadas adiante, nos quadros 2.6.1 e 2.6.2, tendo em conta as alternativas específicas aos transformadores trifásicos.

ANO	LINHAS AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO	CONDUTOR (kcm)	QT. (km)
03	L.A.D.1	556.5	07
	L.A.D.2	556.5	04
	L.A.D.3	556.5	03
	L.A.D.4	556.5	10
04	L.A.D.5	556.5	04
	L.A.D.6	556.5	01
	L.A.D.7	556.5	06
	L.A.D.8	556.5	09
	L.A.D.9	556.5	02
	L.A.D.10 (trecho 1)	556.5	03
05	L.A.D.10 (trecho 2)	556.5	06
	L.A.D.11	556.5	04
07	L.A.D.12	556.5	01
TOTAL :			60

QUADRO 2.6.1 - Recondutoramento de linhas aéreas na rede de distribuição (34,5 kV)

ANO	LINHAS AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO	CONDUTOR (kcm)	QT. (km)
03	L.A.D.1	556.5	07
	L.A.D.2	556.5	04
	L.A.D.3	556.5	03
	L.A.D.4	556.5	10
04	L.A.D.5	556.5	04
	L.A.D.6	556.5	01
	L.A.D.7	556.5	06
	L.A.D.8	556.5	09
	L.A.D.9	556.5	02
	L.A.D.10 (trecho 1)	556.5	03
05	L.A.D.10 (trecho 2)	556.5	06
	L.A.D.11	556.5	04
07	L.A.D.12	556.5	01
TOTAL :			60

QUADRO 2.6.1 - Recondutoramento de linhas aéreas na rede de distribuição (34,5 kV)

ANO	LINHAS AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO	CONDUTOR (kCM)	QT. (km)
03	L.A.D.1	556.5	07
	L.A.D.2	556.5	04
	L.A.D.3	556.5	03
	L.A.D.4	556.5	10
04	L.A.D.5	556.5	04
	L.A.D.6	556.5	01
	L.A.D.7	556.5	06
	L.A.D.8	556.5	09
	L.A.D.9	556.5	02
	L.A.D.10 (trecho 1)	556.5	03
05	L.A.D.10 (trecho 2)	556.5	06
	L.A.D.11	556.5	04
07	L.A.D.12	556.5	01
TOTAL :			60

QUADRO 2.6.1 - Recondutoramento de linhas aéreas na rede de distribuição (34,5 kV)

ANO	LOCALIZAÇÃO	ESPÉCIE	QUANTIDADE
03	L.A.D.3	Chave de interrupção em carga, "ALDUTI" (34,5 kV), com câmara de extinção de arco, 3Ø, ou similar	01
	L.A.D.4	Idem acima	01
04	L.A.D.5	Idem acima	01
	L.A.D.11	Idem acima	03
07	L.A.D.12	Idem acima	01
T O T A L :			07

QUADRO 2.8.2 - Equipamentos adicionais na rede de distribuição

As citadas obras tornam-se necessárias para ambas alternativas de transformadores trifásicos B e C, com potências nominais de 36 e 58 MVA respectivamente.

2.7 - ANÁLISE RELATIVA À CAPACIDADE TRANSFORMADORA SINCRONIZADA

A partir dos gráficos 2.5.1 a 2.5.6, referentes à capacidade transformadora total sincronizada e à demanda global para cada ano do estudo em apreço, pode-se observar que o critério de capacidade firme conduz a um sobredimensionamento significativo do sistema transformador, fato que talvez seja um indicador para que se testem critérios mais realistas e consistentes.

A tabela 2.7.1, a seguir, apresenta, para maior clareza, alguns valores relevantes obtidos dos gráficos citados acima.

DESCRIÇÃO	ANOS	CAPACIDADE TRANSFORMADORA GLOBAL SINCRONIZADORA (MVA)	DEMANDA TOTAL (MVA)	DIFERENÇA ENTRE A CAPACIDADE E A DEMANDA (MVA)	DIFERENÇA PERCENTUAL ENTRE A CAPACIDADE E A DEMANDA
Banco de 36 MVA	04	1267	664,9	602,1	47,5
	09	1480	845,8	534,2	42,9
Transformador trifásico de 36 MVA	04	1314	664,9	649,1	49,4
	09	1588	845,8	742,2	46,7
Banco de 58 MVA	04	1487	713,7	773,3	52,0
	09	1790	840,5	949,5	53,0
Transformador trifásico de 58 MVA	04	1314	664,9	649,1	49,4
	09	1588	845,8	742,2	46,7
Banco de 36 MVA, com seccionadoras no módulo de transformação	04	1267	664,9	602,1	47,5
	09	1480	845,8	634,2	42,9
Banco de 58 MVA, com seccionadoras no módulo de transformação	04	1487	713,7	773,3	52,0
	09	1790	840,5	949,4	53,0

TABELA 2.9.1 - Resumo dos gráficos 2.5.1 a 2.5.6

CAPÍTULO III

DETERMINAÇÃO DA RESERVA TRANSFORMADORA NÃO SINCRONIZADA, POR METODOLOGIAS PROBABILÍSTICAS

3.1 - INTRODUÇÃO

Usualmente define-se confiabilidade, nos seguintes termos:

"Confiabilidade é a probabilidade de um componente, sistema ou parte de um sistema desempenhar as suas funções adequadamente, durante o período de tempo previsto de vida útil e sob as condições de serviço encontradas".

Os transformadores são equipamentos que possuem um elevado nível de confiabilidade, devido principalmente a ausência de partes móveis, excetuando-se os mecanismos de comutação.

Os pontos críticos de um transformador são o isolamento dos condutores e o óleo isolante. A qualidade do óleo pode ser mantida em um nível ótimo pela manutenção preventiva, o mesmo não se verificando com o isolamento dos condutores, que se deteriora gradualmente durante a vida útil do transformador, reduzindo, conseqüentemente, a sua confiabilidade.

Outras fontes, secundárias de defeitos, são as avarias nas buchas e nos mecanismos de comutação. No entanto as cau-

sas apontadas, em geral não são de extrema severidade, pois podem ser reparadas na respectiva estação, ao contrário de uma avaria no isolamento dos condutores, por exemplo, que obriga o transformador a ser reparado nas oficinas elétricas da empresa ou pelo fabricante; frequentemente um serviço relativamente demorado. Constatada a existência destas possíveis falhas, torna-se necessário, como é evidente, dotar os sistemas de uma certa capacidade de transformação de reserva que possa em tais casos ser utilizada [15]. Nos modelos apresentados neste trabalho, essa reserva pode classificar-se em duas categorias distintas:

- A reserva sincronizada (reserva quente), é definida pela evolução das estações, de acordo com os critérios abordados (critério de capacidade firme) em 2.2, sendo calculada como a diferença entre a capacidade sincronizada e a demanda máxima do sistema, por cada ano e para cada alternativa em pauta.
- A reserva não sincronizada (reserva fria), é definida como aquela que existe disponível no sistema para a entrada em serviço quando da avaria permanente de unidades transformadoras sincronizadas.

Levando em consideração as características de incertezas associadas às falhas dos transformadores e aos correspondentes tempos de reparo ou substituição e ainda o fato de que a adoção de um critério determinístico empírico (isto é percentagem fixa da potência transformadora sincronizada, para uma região específica, já calculada também por um critério determinístico), para a

obtenção da reserva não sincronizada aumenta a possibilidade de um dimensionamento inadequado da capacidade total disponível, propõe-se que esta reserva não sincronizada seja determinada pela aplicação de metodologias probabilísticas, tal como a que se apresenta neste capítulo.

3.2 - DESCRIÇÃO DO MÉTODO PROBABILÍSTICO ADOTADO

O método probabilístico de análise proposto, neste capítulo, para obtenção da reserva transformadora não sincronizada, de um sistema, baseia-se no cálculo ou fixação das grandezas ou características seguintes:

- Número de transformadores sincronizados, calculados pelo critério de capacidade firme tal como descrito no capítulo anterior.
- Nível de risco pré-definido.
- Função de distribuição do número de unidades transformadoras sincronizadas avariadas.

A definição do número de unidades que devem existir em reserva não sincronizada, obtém-se pela comparação entre a função de distribuição e o risco limite referidos anteriormente.

3.2.1 - Número de Transformadores Sincronizados, Calculados pelo Critério de Capacidade Firme

A mencionada quantificação de transformadores sincronizados, pelo critério de capacidade firme, já foi determinada no capítulo anterior.

3.2.2 - Avaliação da Confiabilidade - Nível de Risco

O nível de risco fixado deve ser considerado aceitável tendo em conta a reação dos consumidores ao desempenho do sistema no passado.

Define-se, nesta análise, o nível de risco como a probabilidade de não dispor de transformação no caso de uma estação com uma unidade transformadora (trifásica ou banco) quando da existência no sistema elétrico de unidades de reserva.

Assim, deve-se modelar o comportamento operativo do equipamento transformador considerando a presença de unidades de reserva com o objetivo de, calculando as probabilidades de ocorrência de cada um dos estados de operação e de avaria, quantificar o nível máximo de risco a ser adotado para o sistema.

Deve-se modelar também o respectivo comportamento operativo do sistema transformador considerando a não existência de unidades de reserva com o intuito de quantificar as necessidades deste sistema em termos das citadas unidades, ao longo do

período de estudo.

Pelo exposto, deve-se realçar a importância da utilização de dados do histórico operativo do sistema a ser estudado, para que não seja modificada a essência das conclusões obtidas.

Uma vez analisadas todas as alternativas a "melhor solução", definidora do equipamento a ser considerado como padrão do sistema e para a respectiva expansão, será escolhida a partir do nível de confiabilidade levantado para as alternativas e de seus custos de implementação.

3.2.3 - Resolução Analítica Geral dos Modelos

O enfoque probabilístico foi realizado utilizando-se a teoria dos processos estocásticos de Markov, por serem estes fundamentos os mais adequados aos fenômenos em questão, podendo-se obter as probabilidades dos estados procuradas.

Os aspectos fundamentais dos processos de Markov, podem ser sintetizados da forma seguinte.

Sejam $P\{X_t = i\}$ a probabilidade do sistema estar em um estado i , expresso pela variável aleatória X_t , no tempo t , λ_{ij} a taxa de saída do estado $X_t = i$ para o estado $X_t = j$ e $\lambda_{ij} \Delta t$ a probabilidade de transição do estado $X_t = i$ para o estado

do $X_t = j$ em um intervalo de tempo Δt .

Desta forma, a probabilidade de se encontrar um sistema de n estados em qualquer estado $X_{t+\Delta t} = i$, num tempo $t + \Delta t$, pode ser expressa através do Teorema das Probabilidades Totais como:

$$\begin{aligned}
 P\{X_{t+\Delta t} = i\} &= \sum_{j=1}^{n(\text{estados})} P\{X_{t+\Delta t} = i | X_t = j\} P\{X_t = j\} = \\
 &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P\{X_{t+\Delta t} = i | X_t = j\} P\{X_t = j\} + \\
 &+ P\{X_{t+\Delta t} = i | X_t = i\} P\{X_t = i\} \quad (1)
 \end{aligned}$$

Pode-se escrever que:

$$P\{X_{t+\Delta t} = i | X_t = j\} \cong 1 - e^{-\lambda_{ji} \Delta t}$$

Expandindo em série o termo exponencial, pode-se escrever:

$$\begin{aligned}
 P\{X_{t+\Delta t} = i | X_t = j\} &= 1 - \left[1 - \lambda_{ji} \Delta t + \frac{\lambda_{ji}^2 \Delta t^2}{2!} - \right. \\
 &\left. - \frac{\lambda_{ji}^3 \Delta t^3}{3!} + \frac{\lambda_{ji}^4 \Delta t^4}{4!} - \dots \right]
 \end{aligned}$$

Truncando a série exponencial em apreço, a partir do termo de 2ª ordem, pode-se ter então:

$$P\{X_{t+\Delta t} = i | X_t = j\} = 1 - [1 - \lambda_{ji} \Delta t] = \lambda_{ij} \Delta t$$

Portanto para os n estados ter-se-á:

$$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P\{X_{t+\Delta t} = i | X_t = j\} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ji} \Delta t$$

Procedendo de maneira inteiramente análoga é possível escrever que:

$$\begin{aligned} P\{X_{t+\Delta t} = i | X_t = i\} &= 1 - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n P\{X_{t+\Delta t} = j | X_t = i\} = \\ &= 1 - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} \Delta t \end{aligned}$$

Substituindo as expressões obtidas em (1), obtem-se:

$$\begin{aligned} P\{X_{t+\Delta t} = i\} &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ij} \Delta t \cdot P\{X_t = j\} + \\ &= 1 - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} \Delta t [P\{X_t = i\} = \end{aligned}$$

Rearrmando, tem-se:

$$= [1 - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} \Delta t] P\{X_t = i\} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ij} \Delta t \cdot P\{X_t = j\} =$$

$$\begin{aligned}
 &= P\{X_t = i\} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} \Delta t P\{X_t = i\} + \\
 &+ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ij} \Delta t \cdot P\{X_t = j\}
 \end{aligned}$$

Somando $[(-1) \cdot P\{X_t = i\}]$ a ambos os lados da expressão, resulta:

$$\begin{aligned}
 P\{X_{t+\Delta t} = i\} - P\{X_t = i\} &= - P\{X_t = i\} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} \Delta t + \\
 &+ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ji} \Delta t P\{X_t = j\}
 \end{aligned}$$

Dividindo ambos os membros por Δt tem-se:

$$\begin{aligned}
 \frac{P\{X_{t+\Delta t} = i\} - P\{X_t = i\}}{\Delta t} &= - P\{X_t = i\} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} + \\
 &+ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P\{X_t = j\} \lambda_{ji}
 \end{aligned}$$

Tomando limites quando $\Delta t \rightarrow 0$ resulta em:

$$\dot{P}\{X_t = i\} = - P\{X_t = i\} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P\{X_t = j\} \lambda_{ji}$$

$$\begin{aligned}
 &= P\{X_t = i\} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} \Delta t P\{X_t = i\} + \\
 &+ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ij} \Delta t \cdot P\{X_t = j\}
 \end{aligned}$$

Somando $[(-1) \cdot P\{X_t = i\}]$ a ambos os lados da expressão, resulta:

$$\begin{aligned}
 P\{X_{t+\Delta t} = i\} - P\{X_t = i\} &= - P\{X_t = i\} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} \Delta t + \\
 &+ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_{ji} \Delta t P\{X_t = j\}
 \end{aligned}$$

Dividindo ambos os membros por Δt tem-se:

$$\begin{aligned}
 \frac{P\{X_{t+\Delta t} = i\} - P\{X_t = i\}}{\Delta t} &= - P\{X_t = i\} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} + \\
 &+ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P\{X_t = j\} \lambda_{ji}
 \end{aligned}$$

Tomando limites quando $\Delta t \rightarrow 0$ resulta em:

$$\dot{P}\{X_t = i\} = - P\{X_t = i\} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_{ij} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P\{X_t = j\} \lambda_{ji}$$

Esta igualdade constitui um sistema de n equações diferenciais lineares de primeira ordem, que pode ser apresentado da seguinte forma:

$$\dot{P}\{X_t = 1\} = -P\{X_t = 1\} \sum_{\substack{j=2 \\ j \neq 1}}^n \lambda_{1j} + P\{X_t = 2\} \lambda_{21} +$$

$$+ P\{X_t = 3\} \lambda_{31} + \dots + P\{X_t = n\} \lambda_{n1}$$

$$\dot{P}\{X_t = 2\} = P\{X_t = 1\} \lambda_{12} - P\{X_t = 2\} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^n \lambda_{2j} + P\{X_t = 3\} \cdot$$

$$\cdot \lambda_{32} + \dots + P\{X_t = n\} \cdot \lambda_{n2}$$

.....

$$\dot{P}\{X_t = n\} = P\{X_t = 1\} \lambda_{1n} + P\{X_t = 2\} \lambda_{2n} + P\{X_t = 3\} \cdot$$

$$\cdot \lambda_{3n} + P\{X_t = 4\} \lambda_{4n} + \dots - P\{X_t = n\} \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq n}}^{(n-1)} \lambda_{nj}$$

No âmbito de planejamento do sistema, em geral, v_i usualiza-se as probabilidades estacionárias dos estados, e assim sendo:

$$\dot{P}\{X_t = i\} = 0, \text{ para } i = |1, n|$$

Desta forma as equações em apreço são linearmente dependentes. Substituindo uma destas equações pela identidade,

$\sum_{i=1}^n P\{X_t = i\} = 1$, pois certamente o sistema estará em um estado específico, pode-se ter sob forma matricial:

$$\begin{vmatrix} -\sum_{j=2}^n \lambda_{1j} & \lambda_{21} & \lambda_{31} & \lambda_{41} & \dots & \lambda_{n1} \\ \lambda_{12} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^n \lambda_{2j} & \lambda_{22} & \lambda_{32} & \lambda_{42} & \dots & \lambda_{n2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} P\{X_t = 1\} \\ P\{X_t = 2\} \\ \dots \\ P\{X_t = n\} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ \dots \\ 1 \end{vmatrix}$$

A solução deste sistema matricial fornece as probabilidades do sistema se situar em cada um dos n estados.

3.2.4 - Modelos Probabilísticos Utilizados

Foram considerados nos modelos somente os tipos distintos de módulo transformador (trifásico ou banco), visto que, estatisticamente, os equipamentos auxiliares tais como transformadores de corrente e de potencial, chaves seccionadoras, barramentos, disjuntores e relês, apresentam desempenho bastante confiável [18, 20]. Além disso, cumpre destacar que em geral estes elementos seriam praticamente os mesmos utilizados nas alternativas, podendo-se admitir que os defeitos só deverão ocorrer nos transformadores, tendo em conta o objetivo do estudo.

Torna-se ainda necessário destacar, nesta fase, alguns fundamentos adicionais, tais como:

- As falhas serão consideradas como eventos independentes.
- Na abordagem através espaço de estado, considerou-se desprezível a probabilidade de acontecimento de mais de dois eventos de falha. Da mesma forma, num intervalo de tempo tão pequeno, a ocorrência de mais de uma transição neste intervalo torna-se desprezível.
- A influência da solicitação ambiental sobre o comportamento do sistema ficam bastante delimitadas, frente a finalidade primeira do estudo.
- Deve-se ainda observar a maior flexibilidade das considerações de confiabilidade utilizadas, visando sua concordância com os índices adotados para a geração e transmissão, para se evitar discrepâncias, como a de se dar alta confiabilidade nas estações transformadoras e baixa confiabilidade em termos de geração e de transmissão.

Assim sendo, é válido aqui considerar que a geração e a transmissão são plenamente confiáveis.

Observa-se que, geralmente, em empresas de eletricidade, adota-se uma filosofia inerente de manutenção de equipamentos. Portanto, pode-se considerar duas possibilidades, com o intuito de se proporcionar maiores subsídios.

Na primeira, considera-se que, sempre que a unidade transformadora falha, a reserva remota é acionada. Realiza-se um diagnóstico preliminar na unidade em avaria, sendo retirada para as oficinas elétricas aonde só então é reparada.

Na segunda possibilidade, é quando da ocorrência de avaria, são efetuados testes locais para determinar a gravidade da falha, sendo que se ela é de pequena severidade a reserva remota não é acionada e o reparo pode ser feito no local, ou então se ela é de grande severidade a unidade transformadora é retirada para as oficinas elétricas e reparadas.

Citamos em seguida os reparos típicos que poderão ser efetuados no local da avaria. Estes geralmente são em componentes do transformador (bucha de A. T., bucha de B.T. e neutro, radiador e comutador de derivações em carga) ou em acessórios externos ao mesmo (termômetro do óleo isolante, termômetro do enrolamento, indicador de nível de óleo isolante, relé de gás, relé de pressão do comutador e ventilador).

Cumprê destacar que a reserva fria é tida como remota da estação, devido ao fato de que é bastante provável não se encontrar a unidade de reserva na estação, e sim em pontos específicos do sistema.

Com relação a manutenção preventiva, logicamente esta não deverá ser efetuada em condições adversas de tempo e de demanda de energia.

O espaço de estado poderá ser considerado decomposto em dois sub-conjuntos de estados, um de avaria parcial ou total e outro de operação plena ou parcial.

A seguir, mostram-se os espaços de estado, modelados a partir das premissas consideradas anteriormente. A definição das taxas médias de transição entre os estados de desempenho do equipamento, bem como a matriz A de coeficientes constantes em forma literal, são mostradas em seguida.

Para o transformador trifásico:

1º Caso:

Neste caso, do diagrama 3.2.4.1 inclui-se a existência de reserva transformadora não sincronizada no modelo probabilístico, e considera-se ainda que ela é sempre acionada, por ocasião de avaria.

- Diagrama de estado

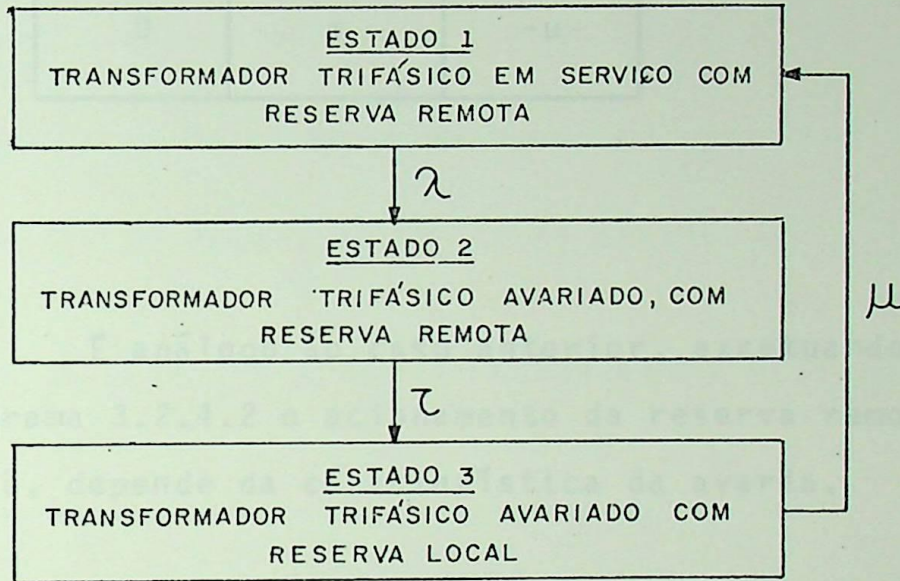


Diagrama 3.2.4.1

- Definição das taxas médias de transição para unidade transformadora trifásica

λ - taxa média de falha

μ - taxa média de instalação

τ - taxa média de transporte ao local da avaria.

A matriz A , de coeficientes constantes, referentes a transição dos estados operativos é expressa, a partir do modelo correspondente, por:

$-\lambda$	0	μ
λ	$-\tau$	0
0	τ	$-\mu$

2º Caso:

É análogo ao caso anterior, excetuando-se que agora no diagrama 3.2.4.2 o acionamento da reserva remota é opcional, isto é, depende da característica da avaria.

- Diagrama de estado

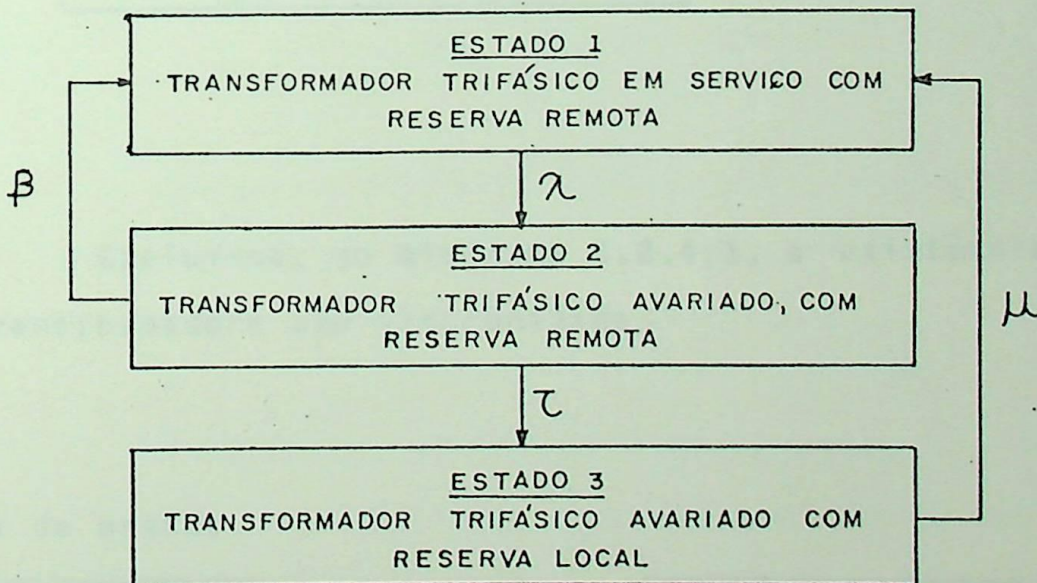


Diagrama 3.2.4.2

- Definição das taxas médias de transição para unidade transformadoras trifásicas

λ - taxa média de falha

μ - taxa média de instalação

τ - taxa média de transporte ao local da avaria

β - taxa média de reparo no local da avaria

A matriz A é agora representada da forma seguinte:

$-\lambda$	β	μ
λ	$-(\tau+\beta)$	0
0	τ	$-\mu$

3º Caso:

Exclui-se, no diagrama 3.2.4.3, a existência de reserva transformadora não sincronizada.

- Diagrama de estado

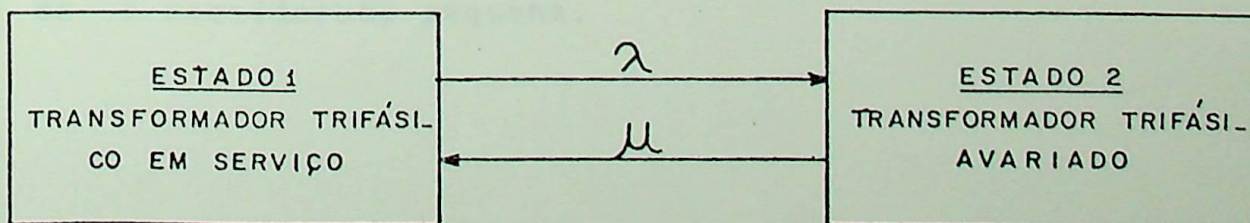


Diagrama 3.2.4.3

- Definição das taxas médias de transição para unidade transformadora trifásica:

λ - taxa média de falha

μ - taxa média de reparo.

A matriz A, de coeficientes constantes, será:

$-\lambda$	μ
λ	$-\mu$

Para o banco transformador:

1º Caso:

Considera-se (caso do diagrama 3.2.4.4), a existência de reserva não sincronizada nos estados correspondente ao banco, e também que a mesma é sempre acionada.

Observa-se, no estado 8 do referido diagrama, que a probabilidade de ocorrência de duas avarias de máxima gravidade é considerada pequena.

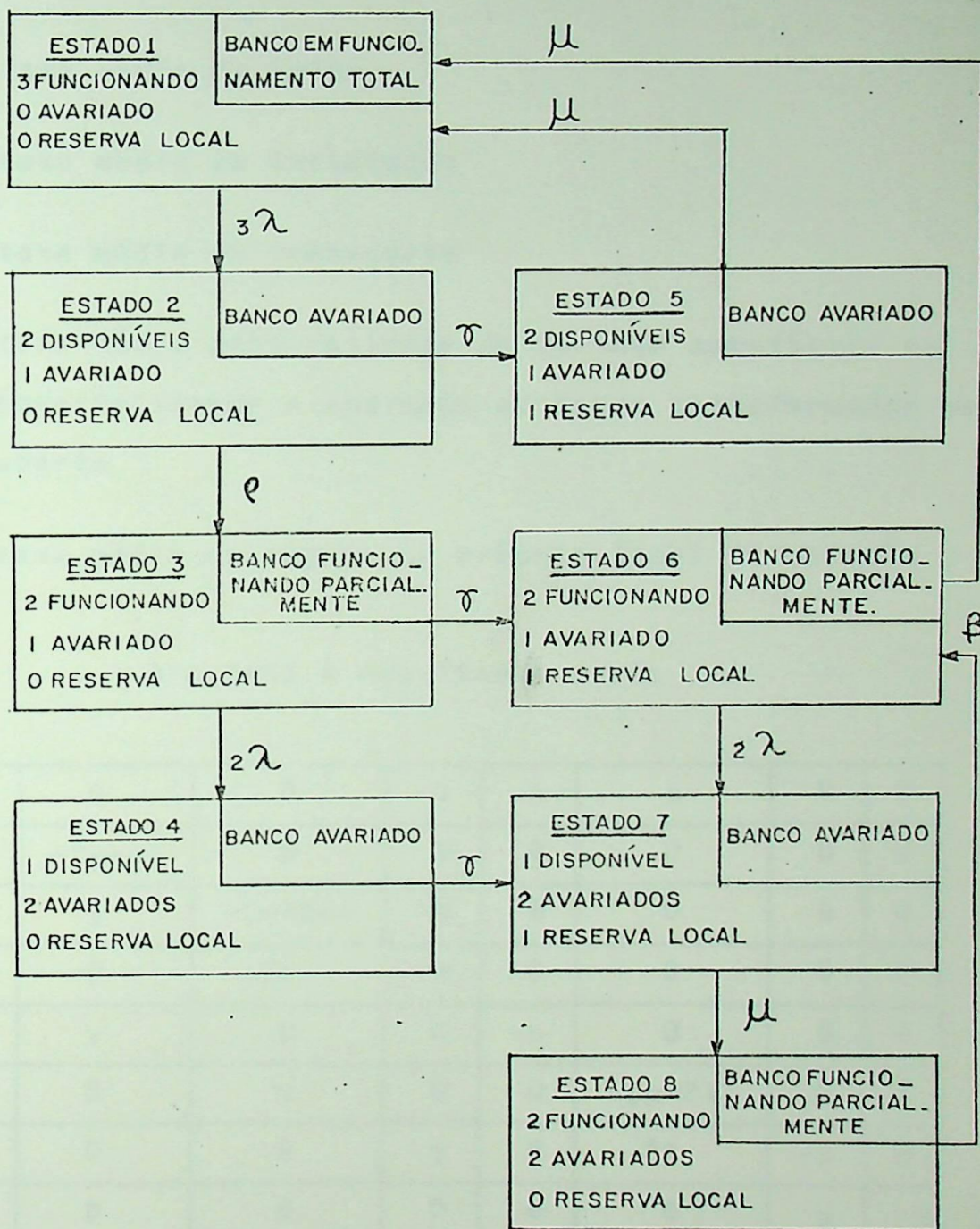


Diagrama 3.2.4.4.

- Definição das taxas médias de transição para unidade transformadora monofásica

λ - taxa média de falha :

μ - taxa média de instalação

γ - taxa média de transporte

ρ - taxa média para retirada da unidade monofásica em avaria, possibilitando a operação do banco transformador em delta aberto

β - taxa média de reparo no próprio local da estação

A matriz A resultante será:

-3λ	0	0	0	μ	μ	0	0
3λ	$-(\gamma+\rho)$	0	0	0	0	0	0
0	ρ	$-(\gamma+2\lambda)$	0	0	0	0	0
0	0	2λ	$-\gamma$	0	0	0	0
0	γ	0	0	$-\mu$	0	0	0
0	0	γ	0	0	$-(\mu+2\lambda)$	0	β
0	0	0	γ	0	2λ	$-\mu$	0
0	0	0	0	0	0	μ	$-\beta$

2º Caso:

É semelhante ao caso anterior, excetuando-se que agora, no diagrama 3.2.4.5, o acionamento de reserva não sincro-

nizada é opcional, isto é, dependente da gravidade da avaria.

- Diagrama de estado

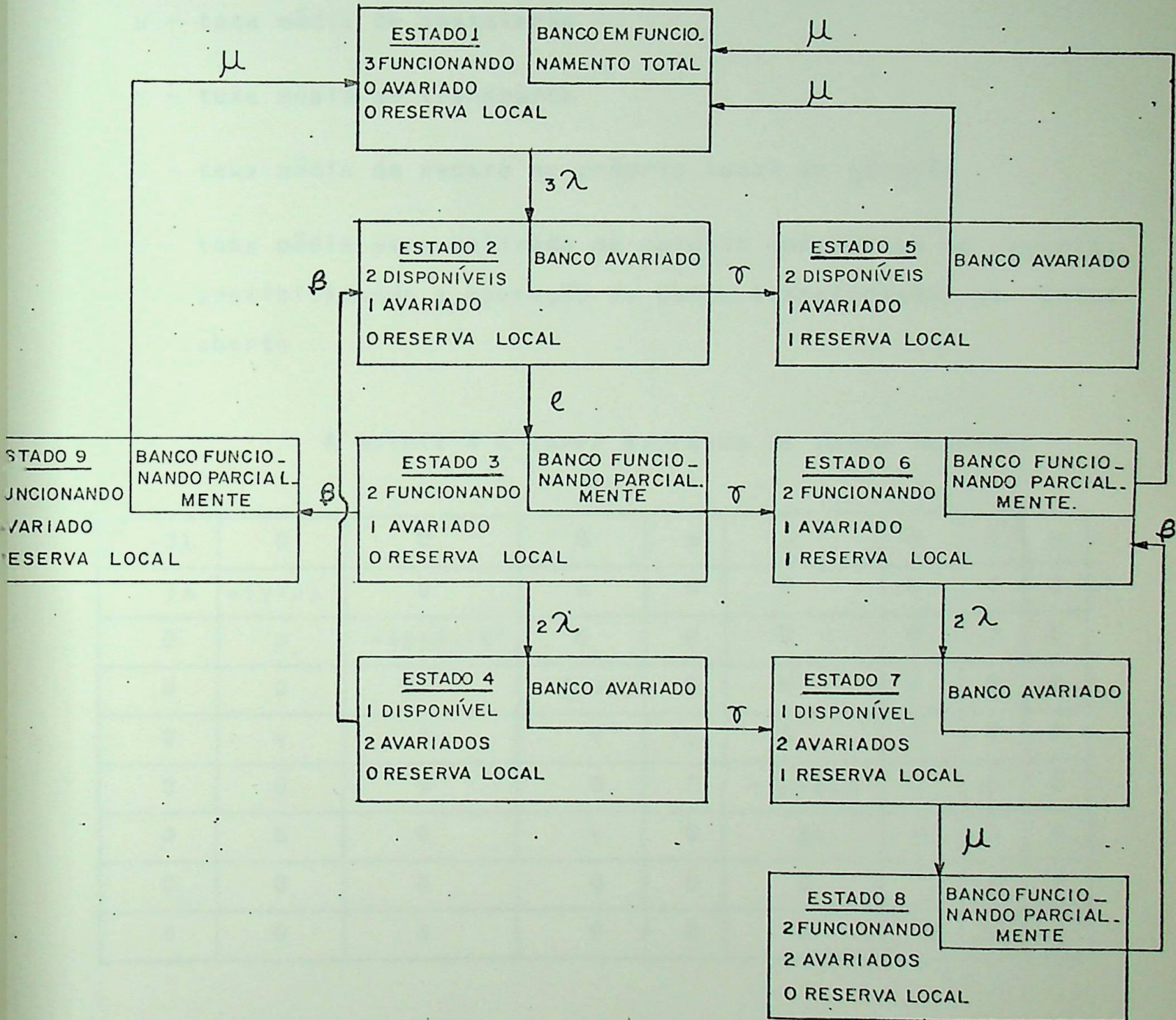


Diagrama 3.2.4.5

- Definição das taxas médias de transição para unidade monofásica

λ - taxa média de falha

μ - taxa média de instalação

γ - taxa média de transporte

β - taxa média de reparo no próprio local da estação

ρ - taxa média para retirada da unidade monofásica em avaria, possibilitando a operação do banco transformador em delta aberto

A matriz A é agora expressa da forma seguinte

-3λ	0	0	0	μ	μ	0	0	μ
3λ	$-(\gamma+\rho)$	0	β	0	0	0	0	0
0	ρ	$-(\gamma+2\lambda+\beta)$	0	0	0	0	0	0
0	0	2λ	$-(\gamma+\beta)$	0	0	0	0	0
0	γ	0	0	$-\mu$	0	0	0	0
0	0	γ	0	0	$-(\mu+2\lambda)$	0	β	0
0	0	0	γ	0	2λ	$-\mu$	0	0
0	0	0	0	0	0	μ	$-\beta$	0
0	0	β	0	0	0	0	0	$-\mu$

3º Caso:

Não há, neste caso do diagrama 3.2.4.6, a existência de reserva não sincronizada.

- Diagrama de estados

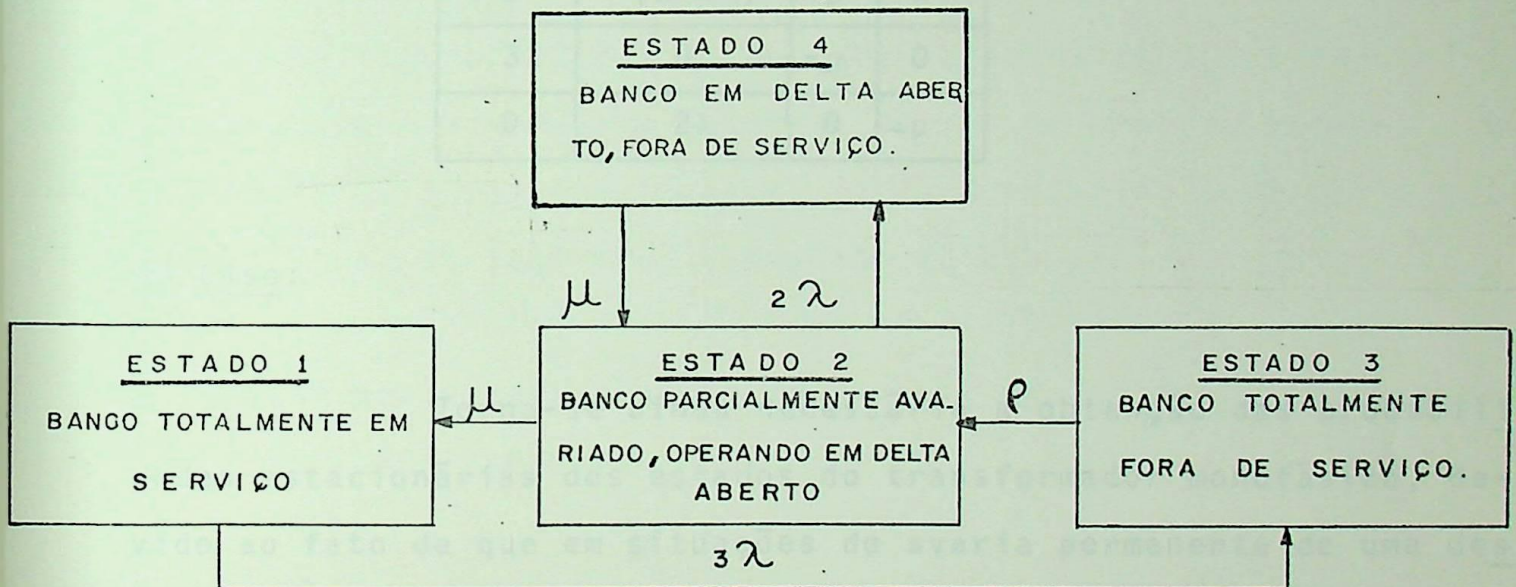


DIAGRAMA 3.2.4.6

- Definição das taxas médias de transição para unidade monofásica

λ - taxa média de falha

μ - taxa média de reparo

ρ - taxa média para retirada da unidade monofásica em avaria, possibilitando a operação do banco transformador em delta aberto

A matriz A, de coeficientes constante, será:

-3λ	μ	0	0
0	$-(\mu+2\lambda)$	ρ	μ
3λ	0	$-\rho$	0
0	2λ	0	$-\mu$

4º Caso:

Torna-se ainda necessária a obtenção das probabilidades estacionárias dos estados do transformador monofásico, devido ao fato de que em situações de avaria permanente de uma dessas unidades ocorrerá conseqüentemente a falha do seu respectivo banco transformador.

A matriz A, de coeficientes constantes é formalmente idêntica a que foi apresentada para o transformador trifásico, no 3º caso.

Assim, tem-se:

$-\lambda$	μ
λ	$-\mu$

Para o banco transformador, com seccionadoras no respectivo mōdulo, destinadas a retirada da unidade monofásica em avaria:

Deve-se esclarecer agora, que a inclusão de seccionadoras no mōdulo de transformação dos bancos trifásicos, ilustrados na figura 3.2.4.1 em seguida, destina-se a retirada rápida da unidade monofásica avariada, o que na prática requer um intervalo de tempo considerável $|^3^0|$. A referida composição pode proporcionar as seguintes vantagens adicionais:

- . Redução das transferências de energia com as estações abaxadas vizinhas, se possíveis.
- . Redução, de forma substancial, da energia interrompida.
- . Melhoria da qualidade de serviço do sistema, uma vez que as transferências de energia mencionadas acima, se puderem ser efetuadas, deverão acarretar problemas no controle de tensão, nas estações transformadoras vizinhas.
- . Maior eficiência e flexibilidade de operação do sistema decorrente da redução de manobras operativas.

Entretanto, apresenta a desvantagem das seccionadoras estarem sujeitas à manutenção preventiva programada bem como manutenção corretiva eventual, em geral de baixa probabilidade de ocorrência.

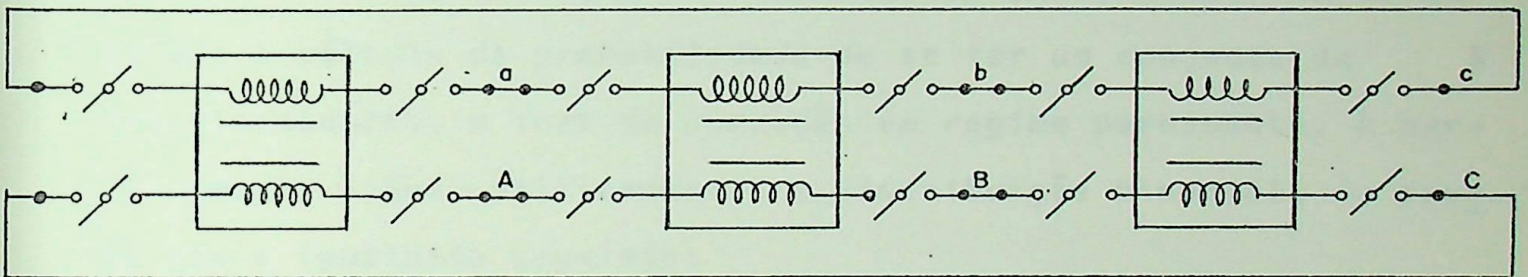


Figura 3.2.4.1

Banco trifásico, com seccionadoras para retirada rápida da unidade monofásica em avaria

A correspondente matriz A, para cada caso considerado, é idêntica, com relação às transições, àquela do banco sem as específicas seccionadoras.

Deve-se ter em conta que as seccionadoras podem ser consideradas, neste trabalho, como perfeitamente confiáveis ¹⁸. Assim nos espaços de estado descritos anteriormente, sã hã diferença no valor da taxa de transiçãõ p, referente agora, a retirada de forma rápida da unidade monofásica avariada.

3.2.5 - Função de Distribuição do Número de Unidades Transformadoras Avariadas

Partindo-se dos fundamentos anteriores, verifica-se que o cálculo da probabilidade de se ter um conjunto de N transformadores, m fora de operação em regime permanente, é perfeitamente viável utilizando-se a distribuição binomial, de acordo com a igualdade seguinte:

$$P(m) = C_m^N p^m q^{(N-m)} \quad (3.2.5.1)$$

onde:

$P(m)$ - probabilidade de m transformadores estarem fora de operação num conjunto N.

p - probabilidade de um transformador estar fora de operação num período específico de tempo

q - probabilidade de um transformador estar em operação num período específico de tempo.

C_m^N - combinações de N transformadores tomados m a m.

Assim, a função de distribuição do número de unidades transformadoras avariadas pode ser expressa na forma:

$$P(M \leq m) = \sum_{M \leq m} P(m) = \sum_{M \leq m} C_m^N p^m q^{(N-m)} \quad (3.2.5.2)$$

onde:

M - variável aleatória correspondente ao número total de transformadores avariados.

3.2.6 - Cálculo do Número de Unidades Transformadoras em Reserva Não Sincronizada

O valor m_r que satisfizer a inequação, a seguir, fornece, para o período de tempo considerado, o número de unidades que deverão existir em reserva não sincronizada no sistema.

$$P(M \leq m_r) \geq 1 - (NMR) \quad (3.2.6.1)$$

onde:

M - variável aleatória definida anteriormente

m_r - número de unidade de reserva não sincronizada

NMR - nível máximo de risco

3.3 - CASO EXEMPLO

Para ilustrar os procedimentos indicados anteriormente torna-se conveniente recorrer a um exemplo, considerando-se agora um "sistema real", correspondente a uma região específica do sistema elétrico, na área do Rio de Janeiro, (Apêndice E).

Assim, realça-se que o suprimento às estações abai_xadoras, no sistema teste, é efetuado, em geral com dupla alimentação, ambas energizadas, ou ainda com uma energizada e a remanescente não, mas dispondo de transferência automática em caso de falha daquela energizada. A transferência automática de alimentação dá-se de modo instantâneo, caracterizando uma interrupção momentânea inferior a 3 minutos (de acordo com o Comitê de Operação Interligada da América Latina - CIER ^[28]), cujo efeito pode ser considerado desprezível frente a finalidade primeira do estudo.

Menciona-se ainda que cada circuito supridor, isto é, cada alimentador das estações é derivado, em geral, de distintos circuitos de transmissão, sendo em grande parte, de faixas de linhas de transmissão distintas. No caso extremo de falha de ambos os circuitos, haverá ainda a possibilidade de transferência da carga para as estações vizinhas através da rede de distribuição. O exposto é ilustrado na figura 3.2.4.2, em seguida, de forma simplificada.

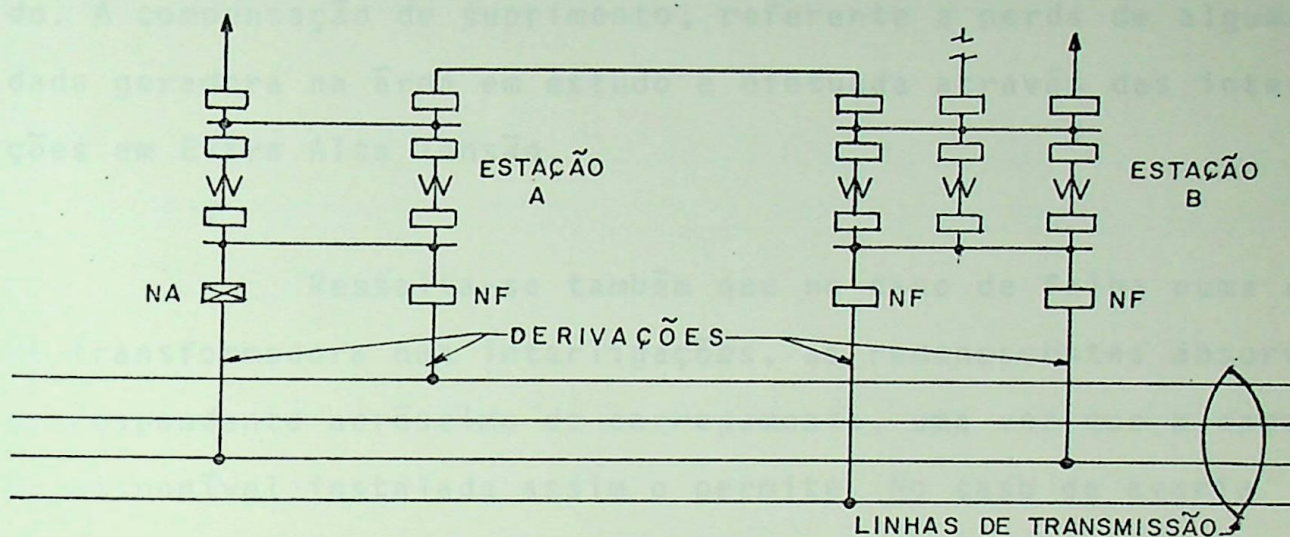


Figura 3.2.4.2

O parque gerador, associado com as interligações em Extra Alta Tensão com outros sistemas supridores vizinhos, no caso de falha de algum complexo gerador, terá uma influência mínima na continuidade de serviço, uma vez que o Sistema Interligado está dimensionado para a perda de sua maior unidade geradora. A capacidade dessa referida unidade geradora (a título de

ilustração citamos Itaipū) é consideravelmente maior que qualquer das unidades do parque gerador próprio do sistema em estudo. A compensação de suprimento, referente a perda de alguma unidade geradora na área em estudo é efetuada através das interligações em Extra Alta Tensão.

Ressalta-se também que no caso de falha numa unidade de transformadora nas interligações, as remanescentes absorvem o correspondente acréscimo de carregamento, uma vez que a capacidade disponível instalada assim o permite. No caso de avaria de mais de uma unidade transformadora existem esquemas operativos específicos implantados no sistema para proporcionar um balanço adequado entre os meios supridores e receptores.

Assim, torna-se válido considerar esta análise probabilística somente para os equipamentos transformadores, considerando-se todos os demais elementos do sistema, incluindo a geração e a transmissão como plenamente confiáveis.

3.3.1 - Histórico do Comportamento dos Transformadores Existentes no Sistema Real

Os dados dos transformadores, com características semelhantes, tipos trifásico e monofásico, a tensão nominal primária de 138 kV, que sofreram avaria, num período de observação correspondente a 6 anos, são provenientes do sistema real.

Tais dados, são oriundos dos setores de Engenharia de Manutenção de Transformadores e de Oficinas Elétricas do sistema, sendo listados em seguida, nas Tabelas 3.3.1.1 a 3.3.1.6.

3.3.2 - Valores Calculados das Taxas Médias de Falha e dos Tempos Médios de Reparo, dos Transformadores Trifásicos e Monofásicos

Recolhidos e analisados os dados, considerados significativos, foi possível calcular os tempos médios de serviço (m) e de reparo (r), descritivos de um ciclo médio de vida do equipamento. A partir deste ponto foram obtidas as taxas médias de falha e de reparação, oriundas do sistema real. A elaboração do ciclo médio de vida, bem como os cálculos dos valores das taxas médias de falha e reparo são mostrados adiante.

Deve-se observar que o número de componentes que falham por unidade de tempo, normalizado em relação ao número de componentes sobreviventes existentes ao fim do tempo t e denominado de taxa instantânea de falha, denotado por $\lambda(t)$.

Agora, a taxa instantânea de falha do componente que é de forma adequada descrito pela denominada curva usual em Banheira, tal como se mostra na Figura 3.3.2.1 em seguida.

DATA DA AVARIA	LP / SÉRIE	POT. (MVA)	1ª ENTRADA EM SERVIÇO	TIPO DE AVARIA REGISTRADA	DATA TERM. REPARO DOG
16.03.75	25386 5100583	15/20	23.12.74	Comutador (defeito de fabricação)	22.07.76
09.04.75	21260 31928	15/20	10.11.70	Enrolamento AT-BT	17.03.79
17.05.75	23617 37929	15/20	25.11.73	Comutador	17.05.75
28.05.75	6835 B648937	8,333	-05/55	Estrutural bobinas	06.09.75
16.06.75	12887 25275	16,667	30.09.66	Comutador - vestígios de carboriza- ção nos contatos de 25 kv e aqueci- mento de rabicho X ₂ da bucha de 25- kv	10.07.75
29.09.75	16042 27292	15/20	-09/69	Radiador - óleo	29.09.75
16.11.75	22339 36863	15/20	-06/72	Vazamento na bucha de 13,8 kv-ØB	17.11.75
17.11.75	21262 33452	15/20	16.07.71	Comutador	23.11.75
13.12.75	22338 36863	15/20	15.07.72	Comutador	14.12.75

Total de trafos existentes: Monofásicos - 75
Trifásicos - 54

129

TABELA 3.3.1.1

DATA DA AVARIA	LP/SÉRIE	POT. (MVA)	1ª ENTRADA EM SERVIÇO	TIPO DE AVARIA REGISTRADA	DATA TERM. REPARO DOG
01.02.76	12886 25274	16,667	30.09.66	Comutador - Contatos do comutador de BT parcialmente queimados	24.04.76
20.03.76	2445 1215041	8,333	14.02.37	Enrolamento do AT	20.09.76
16.04.76	3649 60936	8,333	31.12.39	Baixo isolamento - Descarga da blin dagem superior do enrolamento de AT para massa	25.01.78
19.04.76	16219 SFT-1596	15/20	09.06.70	Comutador	19.04.76
24.05.76	14655 5100254	30/40	17.08.67	Enrolamento de ET - Curto circuito na fase C de ET, deslocamento nos calços superior das fases A e E	13.10.76
20.06.76	13241 5100271	13,9	08.01.67	Enrolamento de BT	20.06.76
30.08.76	23537 37932	15/20	18.10.72	Comutador	15.11.76
16.10.76	8851 56432	16,667	13.01.59	Enrolamento de BT - Curto circuito - contatos do comut. de AT, parcialmente carbonizado	14.07.77
09.12.76	25387 5100586	15/20	28.12.75	Comutador	11.06.79

Total de trafos existentes: Monofásicos ..78
Trifásico ..58
136

TABELA 3.3.1.2

DATA DA AVARIA	LP/SERIE	POT. (MVA)	1ª ENTRADA EM SERVIÇO	TIPO DE AVARIA REGISTRADA	DATA TERM. REPARO DOG
15.01.77	23277 500090	15/20	18.01.74	Enrolamento de BT e AT, curto circuito na ØB	10.08.78
03.02.77	23537 37932	15/20	18.10.72	Curto circuito ØC, enrolamento de BT	31.03.78
02.03.77	8850 56431	16,667	30.01.59	Comutador, contatos parcialmente carbonizados	15.03.77
23.04.77	23649 500096	15/20	05.01.73	Curto circuito no enrolamento de BT - ØB	15.05.78
05.08.77	25398 500224	13,9	21.07.74	Cabos terminais de AT	não term.reparado em 1980
08.08.77	15049 26158	15/20	10.03.68	Cabos terminais de BT, isolamento queimado	17.09.77
02.09.77	6831 2711-1	8.333	31.08.54	Enrolamentos de AT e BT.	25.08.80
13.10.77	8857 90561	16,6	24.04.60	Comutador	01.05.78
03.12.77	22339 36863	15/20	03.07.72	Curto-circuito na fase B, enrolamentos de AT e BT	30.04.79

Total de trafos existentes: Monofásicos - 85
Trifásicos - 60
145

TABELA 3.3.1.3

Transformadores - Tensão primária 138 kV - 1 9 7 8

DATA DA AVARIA	LP/SÉRIE	POT. (MVA)	1ª ENTRADA EM SERVIÇO	TIPO DE AVARIA REGISTRADA	DATA TERM. REPARO DOG
31.01.78	8852 56433	16,667	03.01.59	Carbonização dos tirantes do núcleo ocasionando curto-circuito magnético	31.03.78
11.03.78	3650 60937	8,333	23.02.40	Descarga da blindagem superior de AT para a massa	08.06.78
17.03.78	3649 60936	8,333	31.12.39	Descarga da blindagem superior de AT para a massa	12.05.78
26.03.78	23646 37933	15/20	08.12.72	Presença de gás inflamável no óleo do transformador, cujas causas não foram determinadas	17.05.78
20.04.78	8854 57825	16,667	28.07.58	Curto circuito nos enrolamentos de BT e auxiliar, provocado por religamento sobre defeito	18.06.79
11.05.78	22577 SPT-1839	15/20	31.01.72	Defeito chave selet. do comut. em carga e curto circuito no enrolamento série de comutação	15.03.79
27.05.78	21266 SPT-1011	13,9	24.09.71	Rompimento do compartimento da chave diversora do comutador de derivações em carga	Não term. reparo em 1980
27.11.78	3650 60937	8,333	23.02.40	Rompimento de diafragma do tubo de expansão, por causa indeterminada	31.03.79

Total de trafos existentes: monofásicos - 78
trifásicos - 86
164

TABELA 3.3.1.4

DATA DA AVARIA	LP/SERIE	POT. (MVA)	1ª ENTRADA EM SERVIÇO	TIPO DE AVARIA REGISTRADA	DATA TERM. REPARO DOG
11.01.79	23646 37934	15/20	14.10.73	Curto circuito na fase B do enrolamento de AT e BT.	30.04.80
28.01.79	23196 36859	30/40	09.10.72	Curto circuito no enrolamento auxiliar fase C de AT	26.03.81
03.02.79	15049 26158	15/20	10.03.68	Deterioração dos cabos do enrolamento de BT	18.07.79
16.03.79	25237 5100582	15/20	29.12.74	Queima dos contatos da chave seletora fase A do comutador, causado por deficiência de fabricação	Não term. reparo em 80
04.05.79	23649 500096	15/20	05.01.73	Curto circuito no enrolamento de AT fases A e B	Idem
21.08.79	8855 57026	16,667	20.07.58	Falha no isolamento do transformador, provocado por defeito externo (na mufla de 25 kV)	30.12.80
11.10.79	23278 500091	15/20	31.08.73	Curto circuito na fase A do enrolamento de BT, proveniente da linha de distribuição de 6 kV	Não term. reparo em 80
07.11.79	3653 60940 3647 60934 3650 60937	8,333 8,333 8,333 8,333 8,333 8,333	23.02.40 23.02.40 23.02.40 23.02.40 31.12.39 31.12.39	Curto circuito na trafo 3 (série 60937) por falha de isolamento devido a sua deterioração pelo longo tempo em serviço. A causa da explosão do referido trafo, c/consequente incêndio atingindo os trafos (nos 60940 e 60934), foi devido a não operação de sua proteção diferencial	30.03.81

TABELA 3.3.1.5

(Continua...)

DATA DA AVARIA	LP/SÉRIE	POT. (MVA)	1ª ENTRADA EM SERVIÇO	TIPO DE AVARIA REGISTRADA	DATA TERM. REPARO DOG
11.01.79	23646 37934	15/20	14.10.73	Curto circuito na fase B do enrolamento de AT e BT.	30.04.80
28.01.79	23196 36859	30/40	09.10.72	Curto circuito no enrolamento auxiliar fase C de AT	26.03.81
03.02.79	15049 26158	15/20	10.03.68	Deterioração dos cabos do enrolamento de BT	18.07.79
16.03.79	25237 5100582	15/20	29.12.74	Queima dos contatos da chave seletora fase A do comutador, causado por deficiência de fabricação	Não term. reparo em 80
04.05.79	23649 500096	15/20	05.01.73	Curto circuito no enrolamento de AT fases A e B	Idem
21.08.79	8855 57026	16,667	20.07.58	Falha no isolamento do transformador, provocado por defeito externo (na mufla de 25 kV)	30.12.80
11.10.79	23278 500091	15/20	31.08.73	Curto circuito na fase A do enrolamento de BT, proveniente da linha de distribuição de 6 kV	Não term. reparo em 80
07.11.79	3653 60940 3647 60934 3650 60937	8,333 8,333 8,333 8,333 8,333 8,333	23.02.40 23.02.40 23.02.40 23.02.40 31.12.39 31.12.39	Curto circuito na trafo 3 (série 60937) por falha de isolamento devido a sua deterioração pelo longo tempo em serviço. A causa da explosão do referido trafo, c/consequente incêndio atingindo os trafos (nºs 60940 e 60934), foi devido a não operação de sua proteção diferencial	30.03.81

TABELA 3.3.1.5

(Continua...)

1 9 7 9 - Continuação

DATA DA AVARIA	LP/SÉRIE	POT. (MVA)	1ª ENTRADA EM SERVIÇO	TIPO DE AVARIA REGISTRADA	DATA TERM. REAPRO DOG
03.12.79	8852 56433	16,667	03.01.59	Curto circuito na bobina de AT e BT e curto circuito magnético por meio de um tirante superior	26.05.80

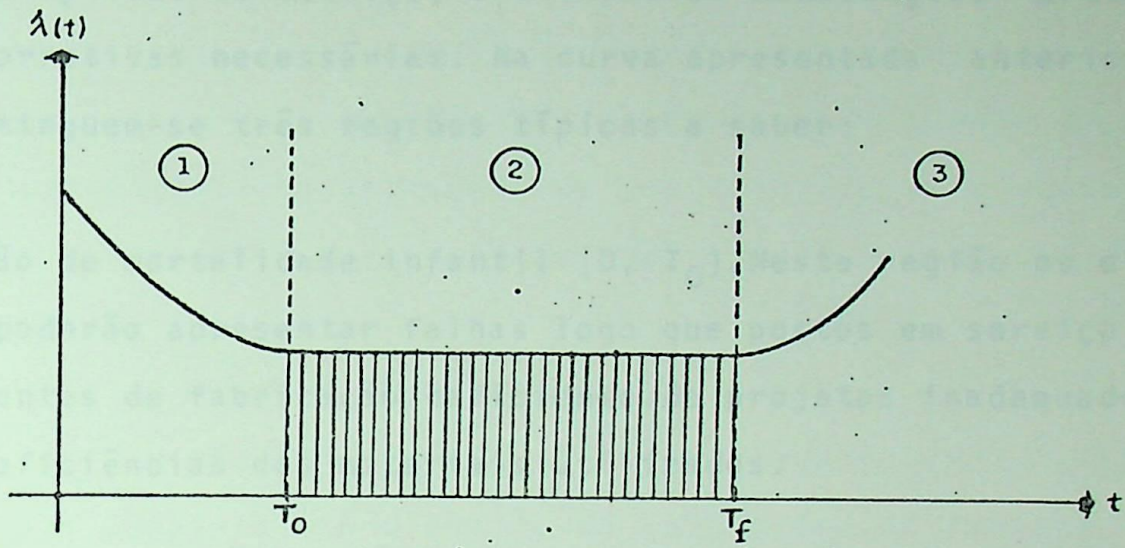
Total de trafos existentes: Monofásico - 87
 Trifásico - 91
 178

TABELA 3.3.1.5
 (Continuação)

DATA DA AVARIA	LP/SÉRIE	POT. (MVA)	1ª ENTRADA EM SERVIÇO	TIPO DE AVARIA REGISTRADA	DATA TERM. REPARO DOG
03.02.80	8850 56431	16,667	03.01.59	Curto circuito em uma bobina de BT	12.08.80
14.04.80	10120 3633	16,667	-02/63	Comutador de derivações fora de carga 25 kV (queima dos contatos móveis)	08.05.80
18.04.80	8856 90560	16,667	24.04.60	Comutador de derivações fora de carga 25 kV (queima dos contatos móveis, fibras e isolamento dos cabos deteriorados)	26.08.80
26.06.80	25477 40135	15/20	13.11.74	Cabos terminais de AT, queimados e mesa de "links" de BT c/sinais visíveis de descargas	29.08.80
21.08.80	8851 56432	16,667	13.01.59	Curto circuito em 2 bobinas de BT e em 1 bobina de AT	Não term. reparo em 80
13.09.80	25386 5100563	15/20	23.12.74	Comutadores de derivações em carga (deficiência de fabricação)	02.10.81
09.11.80	8857 90561	16,667	24.04.60	Arco no comutador devido a alta resistência de contato	17.11.80
31.12.80	21258 SPT-1975	15/20	28.01.71	A serem analisadas - em fase de ensaios para verificação do defeito	Não term. reparo em 80

Total de trafos existentes: Monofásicos - 84
Trifásicos - 96
180

TABELA 3.3.1.6



Taxa instantânea de falha em função do tempo de vida do elemento

Figura 3.3.2.1

onde:

$\lambda(t)$ - taxa instantânea de falha

t - tempo de vida do equipamento

T_0 - intervalo de tempo referente ao término dos tempos nos quais o equipamento pode apresentar avarias oriundas de projeto ou fabricação imperfeitos

T_f - intervalo de tempo de vida útil do equipamento

Em termos gerais o tempo de vida do equipamento \bar{e} o intervalo de tempo durante o qual o referido equipamento conser-

va a sua aptidão de serviço, efetuadas as manutenções preventivas e corretivas necessárias. Na curva apresentada anteriormente, distinguem-se três regiões típicas a saber:

1. Região de mortalidade infantil $[0, T_0)$. Nesta região os elementos poderão apresentar falhas logo que postos em serviço, decorrentes de fabricação deficiente, de projetos inadequados ou de deficiências dos materiais utilizados.
2. Região de vida útil $[T_0, T_f]$. Corresponde ao funcionamento usual, normalmente caracterizado por um valor aproximadamente constante de taxa de falha, associado às manutenções preventivas e corretivas bem conduzidas.
3. Região de envelhecimento $(T_f, t]$. É a fase na qual, é provocada a degradação da qualidade do equipamento, através de efeitos físicos e químicos. Dentro do possível, a área de manutenção pode efetuar uma restauração do equipamento para se obter um ganho adicional de operação.

Deve-se realçar que o conhecimento do tempo de vida útil (T_f na curva da figura anterior) é deveras importante para os aspectos de manutenção, operação e planejamento do sistema associado ao planejamento econômico e financeiro da empresa.

Os cálculos para fins de estimativa do tempo de vida útil dos transformadores, realizados pelos guias de carregamento, sem perda de vida normal, inerentes aos projetos, são ba-

seados na operação a temperaturas que produzem um montante de envelhecimento equivalente aquele decorrente de uma operação contínua, a uma determinada temperatura do ponto mais quente do enrolamento (resultante da aplicação de uma carga de valor constante em um certo período e das condições ambientais existentes durante 24 horas).

A adoção usual de 95°C como temperatura do ponto mais quente baseia-se na elevação de 65°C acima da temperatura ambiente de 30°C que é utilizada para fins de projeto. Para a temperatura de 95°C considerada, a curva de expectativa de vida do transformador indica que sua vida durará 6×10^4 horas, ou cerca de 7 anos.

Contudo, em termos práticos, os transformadores operando com capacidade nominal terão uma vida muito mais longa, visto que se a temperatura ambiente média considerada for cerca de 20°C , trabalhando-se com a temperatura do ponto mais quente em 85°C (20°C ambiental mais elevação de 65°C) a curva de expectativa de vida do equipamento indicará para o mesmo uma duração de cerca de 2×10^5 h, ou seja acima de 22 anos.

Aliás as temperaturas ambientais da Região Sudeste, (região aonde se situa o sistema teste), utilizadas para cálculos de carregamento de transformadores com perda de vida normal (26°C para verão, de setembro a abril e 18°C para inverno, de maio a agosto) no âmbito do GCOI-CENC, permitem que se considere uma temperatura média ponderada de 23°C , muito próxima dos 20°C

utilizados na estimativa acima.

Note-se, além do mais, que considerando-se o carregamento reduzido dos fins-de-semana, bem como os períodos de carga leve, a vida total esperada deverá situar-se em cerca de 30 anos. Este foi o valor adotado, quando da análise dos dados utilizados no cálculo das taxas de falha forçada dos transformadores do sistema estudado [14].

Modelando-se o comportamento do equipamento, através dos estados 1 e 2, correspondentes ao elemento operando e avariado respectivamente e recolhendo e analisando dados suficientemente expressivos, poderemos calcular os valores para m e r que descrevam um ciclo médio de vida do equipamento. O valor m refere-se ao tempo de residência no estado 1 (funcionamento) e o valor r ao tempo de residência no estado 2 (avaria).

Graficamente, a sequência de períodos de funcionamento e de avaria pode traduzir-se numa figura (3.3.2.2) como a que se apresenta a seguir:

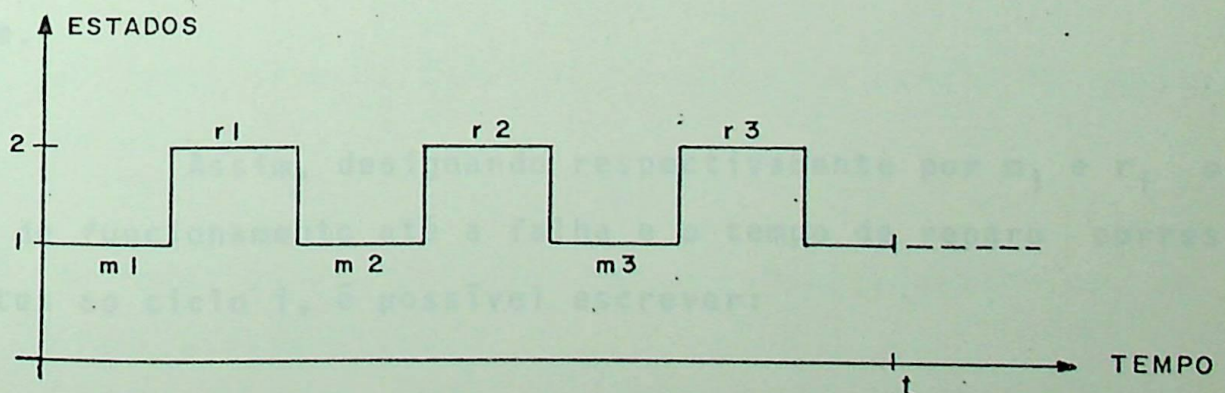


Figura 3.3.2.2

Em relação à figura anterior, é possível obter os valores médios de m e r mostrados, em seguida, na figura 3.3.2.3:

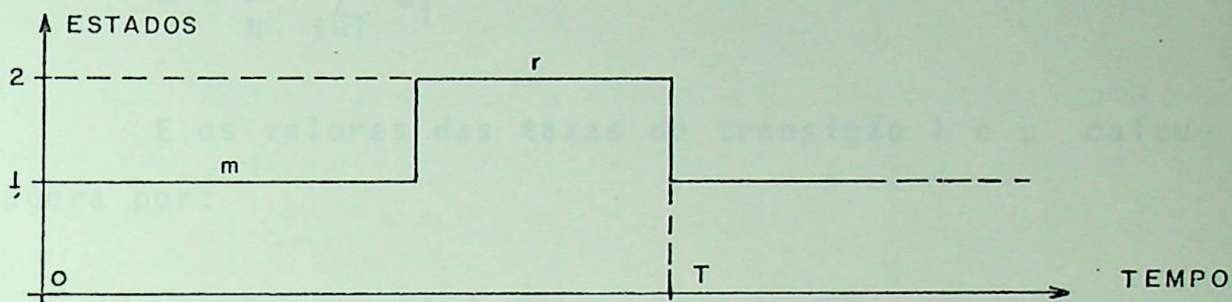


Figura 3.3.2.3

Com referência à figura (3.2.2.2) a duração média de um ciclo, ou melhor o tempo médio T entre duas falhas, é definido pela soma de m e r .

A taxa média de falha é dada por $\lambda = \frac{1}{m}$ e a taxa média de reparo por $\mu = \frac{1}{r}$.

Suponha-se um componente do sistema em observação num intervalo de tempo t em que N ciclos de falhas e reparos ocorrem.

Assim, designando respectivamente por m_i e r_i os tempos de funcionamento até a falha e o tempo de reparo correspondentes ao ciclo i , é possível escrever:

$$r = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N r_i$$

$$m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N m_i$$

E os valores das taxas de transição λ e μ calculam-se agora por:

$$\lambda = \frac{1}{m}$$

$$\mu = \frac{1}{r}$$

Para o caso de se ter, num intervalo t , um conjunto de k componentes em observação, de características inerentes semelhantes poderemos aplicar um recurso de equivalência, considerando como se tivéssemos um único componente com um período de observação total, de intervalo de tempo correspondente a $k \times t$.

Neste caso, o tempo médio de serviço, bem como o tempo médio de reparo, deverão ser:

$$m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k \text{(de todos os } m_i \text{ de todos os componentes dentro da região de vida útil)}$$

$$r = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k \text{(de todos os } r_i \text{, de todos os componentes dentro da região de vida útil)}$$

onde N é o número total de falhas do conjunto de k componentes.

Os valores da taxa média de falha λ e da taxa média de reparo μ , calculam-se pelas expressões já apresentadas anteriormente.

Ressalta-se que a manutenção preventiva deve ser considerada em conformidade com a filosofia própria de cada sistema.

Agora, exemplificando o exposto, e considerando os dados oriundos do sistema elétrico existente, a partir do histórico apresentado em 3.3.1, teremos para:

a) Um único transformador trifásico, com os seguintes dados:

número de série: 36863

1.^a entrada em serviço: 06/1972

1.^a avaria no histórico observado: 11/1975

$$m_1 = 319 \text{ (d)}$$

$$r_1 = 2 \text{ (d)}$$

$$m_2 = 746 \text{ (d)}$$

$$r_2 = 514 \text{ (d)}$$

$$m_3 = 611 \text{ (d)}$$

Assim, com $N = 2$, obtêm-se:

$$m = \frac{319 + 746}{2} = 532.5 \text{ (d)}$$

$$r = \frac{2 + 514}{2} = 258.0 \text{ (d)}$$

b) Um único transformador monofásico, com os seguintes dados:

número de série: 56431

1.^a entrada em serviço: 01/1959

1.^a avaria no histórico observado: 03/1977

$$m_1 = 791 \text{ (d)}$$

$$r_1 = 14 \text{ (d)}$$

$$m_2 = 1054 \text{ (d)}$$

$$r_2 = 192 \text{ (d)}$$

$$m_3 = 141 \text{ (d)}$$

De forma idêntica a anterior e com $N = 2$, resulta:

$$m = \frac{791 + 1054}{2} = 922.5 \text{ (d)}$$

$$r = \frac{14 + 192}{2} = 103.0 \text{ (d)}$$

c) Um conjunto de dois transformadores trifásicos

- Transformador nº 1

Podemos considerar aquele indicado no item a

- Transformador nº 2

número de série: 26158

1.^a entrada em serviço: 03/1968

1.^a avaria no histórico observado: 08/1977

$$m_1 = 950 \text{ (d)}$$

$$r_1 = 41 \text{ (d)}$$

$$m_2 = 503 \text{ (d)}$$

$$r_2 = 166 \text{ (d)}$$

$$m_3 = 532 \text{ (d)}$$

Obtem-se então:

$$m = \frac{319 + 746 + 950 + 503}{4} = 629.5 \text{ (d)}$$

$$r = \frac{14 + 192 + 41 + 166}{4} = 103.3 \text{ (d)}$$

d) Um conjunto de dois transformadores monofásicos

- Transformador nº 1

Considera-se o indicado no item b

- Transformador nº 2

número de série: 90561

1.^a entrada em serviço: 04/1960

1.^a avaria no histórico observado: 10/1977

$$m_1 = 1016 \text{ (d)}$$

$$r_1 = 201 \text{ (d)}$$

$$m_2 = 922 \text{ (d)}$$

$$r_2 = 9 \text{ (d)}$$

$$m_3 = 44 \text{ (d)}$$

Analogamente, tem-se:

$$m = \frac{791 + 1054 + 1016 + 922}{4} = 945,8 \text{ (d)}$$

$$r = \frac{14 + 192 + 201 + 9}{4} = 104,0 \text{ (d)}$$

Cabe aqui repetir que a manutenção programada deve ser considerada de acordo com a filosofia do sistema em teste. No período de observação exposto em 3.3.1, cada unidade transformadora recebeu apenas uma manutenção preventiva, exce- tuando-se aquelas que se encontravam nas regiões de infância e de envelhecimento (nesta última, as unidades deveriam ser troca- das em épocas oportunas).

A duração média para manutenção programada em transformadores trifásicos é de 10 horas, e para transformado- res monofásicos de 3 horas e 20 minutos, para este sistema exis- tente.

Apresenta-se a seguir, os cálculos das taxas mē- dias de falha e de reparo, para o transformador trifásico e o mono- fásico, a serem utilizadas nos modelos probabilísticos, já des- critos em 3.2.4.

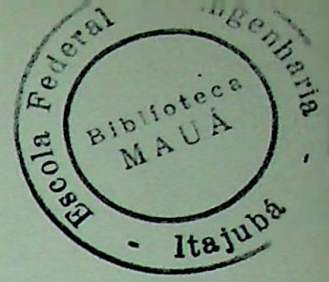
- Para o transformador trifásico

$$\Sigma m_i = 40983 \text{ (d)}$$

$$\Sigma r_i = 7241 \text{ (d)}$$

Tempo total de manutenção programada = 220 hs

N = 25 unidades avariadas



Portanto resulta em:

$$m = 1638.95 \text{ (d)}$$

$$r = 289.64 \text{ (d)}$$

$$T = 1928,59 \text{ (d)}$$

Por conseguinte:

$$\lambda = 0.223 \text{ (f/a)}$$

$$\mu = 1.260 \text{ (rep./a)}$$

- Para o transformador monofásico

$$\Sigma m_i = 27256 \text{ (d)}$$

$$\Sigma r_i = 5632 \text{ (d)}$$

Tempo total de manutenção programada = 50 hs

N = 19 unidades avariadas

Obtêm-se:

$$m = 1434.41 \text{ (d)}$$

$$r = 296.42 \text{ (d)}$$

$$T = 1830,83 \text{ (d)}$$

Resulta portanto em:

$$\lambda = 0.254 \text{ (f/a)}$$

$$\mu = 1.231 \text{ (rep/a)}$$

Resumindo, apresentam-se em seguidas nas tabelas 3.3.2.4 e 3.3.2.5, os resultados que já foram obtidos, bem como as durações médias provenientes dos setores de Engenharia de Manutenção, de Operação e de Oficinas Elétricas, do sistema real.

3.3.3 - Cálculos das Probabilidades Estacionárias

A partir dos modelos probabilísticos propostos em 3.2.4 e utilizando-se os valores calculados das taxas médias de transição provenientes de dados oriundos do sistema real em estudo, para que não seja modificada a essência das conclusões, efetuam-se os cálculos das probabilidades estacionárias desejadas.

Seguindo a mesma sequência, apresentada em 3.2.4, para os referidos modelos, apresentam-se adiante os cálculos das probabilidades estacionárias obtidas.

Para o transformador trifásico:

1º Caso:

Há disponibilidade de unidade de reserva não sincronizada no modelo. A reserva citada acima é sempre acionada por ocasião de avaria no transformador.

Tendo em conta os valores obtidos anteriormente para as taxas de transição ou seja:

	1	2	3	4	5	6
TIPO DA UNIDADE TRANSFORMADORA A TENSÃO PRIMÁRIA DE 138 kV	TEMPO MÉDIO DE TESTE, LOCAL, NA UNIDADE TRANSFORMADORA AVARIADA (hs)	TEMPO MÉDIO DE TRANSPORTE DE RESERVA FRIA PARA O LOCAL DA UNIDADE TRANSFORMADORA AVARIADA (hs)	TEMPO MÉDIO DE RETIRADA DA UNIDADE TRANSFORMADA EM AVARIA PELA MANUTENÇÃO (hs)	TEMPO MÉDIO DE INSTALAÇÃO DA RESERVA FRIA PELA MANUTENÇÃO (hs)	TEMPO MÉDIO DE TROCA DA UNIDADE TRANSFORMADORA EM AVARIA PELA RESERVA FRIA (hs) (1+3+4)	TEMPO MÉDIO GLOBAL DE LOGOÇÃO DA UNIDADE RE-SERVA FRIA, PARA O LOCAL DA UNIDADE TRANSFORMADORA AVARIADA (hs) (1+2)
Transformador trifásico	24	24	24	24	72	48
Transformador monofásico	24	24	12	12	48	48

Tabela 3.3.2.4

TRANSFORMA DORES A TENSÃO PRIMÁRIA DE 138 kV	TEMPO MÉDIO DE SERVIÇO, POR TRANSFOR MADOR (DIAS)	TEMPO MÉDIO DE REPARO POR TRANSFOR MADOR (DIAS)	TAXA MÉDIA DE FALHA, POR TRANS FORMADOR POR ANO	TAXA MÉDIA DE REPARO, POR TRANSFOR MADOR POR ANO	TAXA MÉDIA GLOBAL DE TRO- CA EM AVARIA POR TRANSFORMA DOR POR ANO	TAXA MÉDIA GLO BAL DE LOCOMO- ÇÃO DA RESERVA FRIA POR TRANS FORMADOR POR ANO
Transformador monofásico	1434,41	296,42	0,254	1,231	121,7	182,5
Transformador trifásico	1638,95	289,64	0,223	1,260	182,5	182,5

Tabela 3.3.2.5

$$\lambda = 0.223 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\tau = 182.5 \left(\frac{TRANSP}{a} \right)$$

$$\mu = 121.7 \left(\frac{INST}{a} \right)$$

resulta para a matriz A:

- 0.223	0	121.7
0.223	-182.5	0
0	182.5	-121.7

Resolvendo o sistema matricial exposto anteriormente, considerando $\sum_{i=1}^n p_i = 1$, obtêm-se:

$$p_1 = 0.996955$$

$$p_2 = 0.001218$$

$$p_3 = 0.001827$$

Agora, acumulando as probabilidades de estados em serviços (P_S) e de estados em avaria (P_A) separadamente, tem-se:

$$P_S = p_1 = 0.996955$$

$$P_A = p_2 + p_3 = 0,003045$$

2º Caso:

Hã disponibilidade de unidade de reserva no modelo.

O acionamento da reserva não sincronizada ã opcional.

Levando em conta os valores obtidos no princpio, para as taxas de transiãõ, ou seja:

$$\lambda = 0.223 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\tau = 182.5 \left(\frac{TRANSP}{a} \right)$$

$$\mu = 121.7 \left(\frac{INST}{a} \right)$$

$$\beta = 876.0 \left(\frac{REP}{a} \right)$$

Para a matriz A, numericamente resulta:

-0.223	876.0	121.7
0.223	-1058.5	0
0	182.5	-121.7

Resolvendo o sistema matricial para o cãlculo das probabilidades de se encontrar os referidos estados, obtẽm-se:

$$p_1 = 0.999474$$

$$p_2 = 0.000210$$

$$p_3 = 0.000316$$

As probabilidades cumulativas de estados em serviço P_S e de estados em avaria P_A , atinge-se:

$$P_S = p_1 = 0.999474$$

$$P_A = p_2 + p_3 = 0.000526$$

3º Caso:

Não há disponibilidade de unidade de reserva transformadora não sincronizada no sistema.

Utilizando-se os valores obtidos anteriormente de:

$$\lambda = 0.223 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\mu = 1.260 \left(\frac{REP}{a} \right)$$

resulta então, neste caso diretamente

$$p_1 = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)} = \frac{1.260}{0.223 + 1.260} = 0.849629$$

$$P_2 = (1 - p_1) = \frac{\lambda}{(\lambda + \mu)} = 0,150371$$

$$P_S = p_1 = 0,849629$$

$$P_A = p_2 = 0,150371$$

Para o banco transformador:

1º Caso:

Hã reserva não sincronizada disponível.

A referida reserva é sempre acionada em situação de avaria.

Tendo em conta os valores obtidos anteriormente para as taxas de transição, ou seja:

$$\lambda = 0,254 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\mu = 182,5 \left(\frac{INST}{a} \right)$$

$$\gamma = 182,5 \left(\frac{TRANSP}{a} \right)$$

$$\rho = 243,3 \left(\frac{RET}{a} \right)$$

$$\beta = 876,0 \left(\frac{REPAR}{a} \right)$$

resulta para a matriz A:

-0.762	0	0	0	182.5	182.5	0	
0.762	-425.8	0	0	0	0	0	0
0	243.3	-183.008	0	0	0	0	0
0	0	0.508	-182,5	0	0	0	0
0	182.5	0	0	-182.5	0	0	0
0	0	182.5	0	0	-183.008	0	876.0
0	0	0	182.5	0	0.508	-182.5	0
0	0	0	0	0	0	182.5	-876.0

Da resolução do sistema matricial para o cálculo das probabilidades de estado resulta:

$$p_1 = 0.991703$$

$$p_5 = 0.001775$$

$$p_2 = 0.001775$$

$$p_6 = 0.002366$$

$$p_3 = 0.002359$$

$$p_7 = 0.000013$$

$$p_4 = 0.000007$$

$$p_8 = 0.000002$$

As probabilidades cumulativas de estados em serviço P_S e de estados em avaria P_A , resultam:

$$P_S = p_1 + p_3 + p_6 + p_8 = 0.996430$$

$$P_A = p_2 + p_4 + p_5 + p_7 = 0.003570$$

2º Caso:

Hã reserva nã sincronizada, em disponibilidade.

O acionamento da citada reserva ẽ agora opcional.

Considerando-se os valores obtidos anteriormente pa
ra as taxas de transiçã, ou seja:

$$\lambda = 0.254 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\mu = 182.5 \left(\frac{INST}{a} \right)$$

$$\gamma = 182.5 \left(\frac{TRANSP}{a} \right)$$

$$\rho = 243.3 \left(\frac{RET}{a} \right)$$

$$\beta = 876.0 \left(\frac{REPAR}{a} \right)$$

A matriz A reverte numericamente em:

-0.762	0	0	0	182.5	182.5	0	0	182.5
0.762	-425.8	0	876.0	0	0	0	0	0
0	243.3	-1.059. 008	0	0	0	0	0	0
0	0	0.508	-1058.5	0	0	0	0	0
0	182.5	0	0	-182.5	0	0	0	0
0	0	182.5	0	0	-183.008	0	876.0	0
0	0	0	182.5	0	0.508	-182.5	0	0
0	0	0	0	0	0	182.5	-876.0	0
0	0	876.0	0	0	0	0	0	-182.5

Resolvendo o sistema matricial, para a obtenção das probabilidades de estado, obtêm-se:

$$p_1 = 0.993662$$

$$p_6 = 0.000409$$

$$p_2 = 0.001779$$

$$p_7 = 0.000001$$

$$p_3 = 0.000409$$

$$p_8 = 0.0000003$$

$$p_4 = 0.0000002$$

$$p_9 = 0.001961$$

$$p_5 = 0.001779$$

Analogamente, pode-se ter:

$$P_S = p_1 + p_3 + p_6 + p_8 + p_9 = 0.996441$$

$$P_A = p_2 + p_4 + p_5 + p_7 = 0.003559$$

3º Caso:

Neste caso, é considerada a não existência de reserva não sincronizada.

Levando em conta os valores anteriormente obtidos de:

$$\lambda = 0.254 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\mu = 1.231 \left(\frac{REP}{a} \right)$$

$$\rho = 243.3 \left(\frac{RET}{a} \right)$$

é possível escrever a matriz A como:

-0.762	1.231	0	0
0	-1.739	243,3	1.231
0.762	0	-243,3	0
0	0.508	0	-1.231

Para as probabilidades em foco, resolvendo o sistema matricial, obtêm-se:

$$p_1 = 0.532598$$

$$p_2 = 0.329683$$

$$p_3 = 0.001668$$

$$p_4 = 0.136051$$

Logo acumulando as probabilidades de estados em serviço e de estados em avaria, separadamente, teremos:

$$P_S = p_1 + p_2 = 0.862281$$

$$P_A = p_3 + p_4 = 0.137719$$

4º Caso:

Refere-se ao comportamento operativo do transformador monofásico.

Os valores das taxas de transição são agora

$$\lambda = 0.254 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\mu = 1.231 \left(\frac{REP}{a} \right)$$

e as probabilidades estacionárias dos dois estados calculam-se por:

$$P_S = p_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{1.231}{1.231 + 0.254} = 0.828956$$

$$P_A = p_2 = 1 - p_1 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = 0.171044$$

Para o banco transformador, com seccionadores no módulo de transformação:

1º Caso:

Hã disponibilidade de reserva não sincronizada.

A reserva sempre ẽ acionada em situaçãõ de avaria.

Esta situaçãõ ẽ idẽntica a do banco sem as especĩficas seccionadoras, no respectivo caso, assumindo-se que as seccionadoras sãõ perfeitamente confiãveis. Neste caso especĩfico a taxa mẽdia de falha da unidade transformadora ($0.254 \frac{FAL}{a}$) ẽ predominantemente maior do que a referente à seccionadora (cerca de $0.003 \frac{FAL}{a}$).

A diferençã relevante, estã no valor da taxa ρ , relativa agora, a retirada de forma rãpida da unidade monofãsica avariada, do banco, para a passagem do mesmo à operaçãõ em delta aberto.

Considera-se agora que a retirada deverã ser efetuada na faixa de 5 a 10 minutos. Assim, foi considerado um tempo mẽdio de atuaçãõ das seccionadoras de cerca de 7.5 minutos.

Assim, a matriz A, será definida, para as seguintes taxas médias de transição:

$$\lambda = 0.254 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\mu = 182.5 \left(\frac{INST}{a} \right)$$

$$\gamma = 182.5 \left(\frac{TRANSP}{a} \right)$$

$$\rho = 70.080 \left(\frac{RET}{a} \right)$$

Ou seja:

-0.762	0	0	0	182.5	182.5	0	0
0.762	-70262.5	0	0	0	0	0	0
0	70080	-183.008	0	0	0	0	0
0	0	0.508	-182.5	0	0	0	0
0	182.5	0	0	-182.5	0	0	0
0	0	182.5	0	0	-183.008	0	876.0
0	0	0	182.5	0	0.508	-182.5	0
0	0	0	0	0	0	182.5	-876.0

De forma análoga pode-se obter:

$$p_1 = 0.991691$$

$$p_2 = 0.000011$$

$$p_3 = 0.004118$$

$$p_5 = 0.000011$$

$$p_6 = 0.004130$$

$$p_7 = 0.000023$$

$$p_4 = 0.000011$$

$$p_8 = 0.000005$$

e ainda,

$$P_S = p_1 + p_3 + p_6 + p_8 = 0.999944$$

$$P_A = p_2 + p_4 + p_5 + p_7 = 0.000056$$

2º Caso:

Hã reserva não sincronizada.

O acionamento da referida reserva é agora opcional.

A situação em apreço, pode ser modelada de forma idêntica ao do banco trifásico, em 3.2.4, 2º caso.

Por conseguinte, com as taxas de transição, apresentadas em seguida, pode-se ter a matriz A:

$$\lambda = 0.254 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\mu = 182.5 \left(\frac{INST}{a} \right)$$

$$\gamma = 182.5 \left(\frac{TRANSP}{a} \right)$$

$$\rho = 70.080 \left(\frac{RET}{a} \right)$$

$$\beta = 876.0 \left(\frac{REP}{a} \right)$$

Assim, tem-se:

-0.762	0	0	0	182.5	182.5	0	0	182.5
0.762	-70262,5	0	876.0	0	0	0	0	0
0	70080	-1059.008	0	0	0	0	0	0
0	0	-0.508	-1058.5	0	0	0	0	0
0	182.5	0	0	-182.5	0	0	0	0
0	0	182.5	0	0	-183.008	0	876.0	0
0	0	0	182.5	0	0.508	-182.5	0	0
0	0	0	0	0	0	182.5	-876.0	0
0	0	876,0	0	0	0	0	0	-182,5

Da mesma forma anterior, calcula-se:

$$p_1 = 0.995117$$

$$p_6 = 0.000715$$

$$p_2 = 0.000011$$

$$p_7 = 0.000002$$

$$p_3 = 0.000714$$

$$p_8 = 0.0000005$$

$$p_4 = 0.0000003$$

$$p_9 = 0.003429$$

$$p_5 = 0.000011$$

e também,

$$P_S = p_1 + p_3 + p_6 + p_8 + p_9 = 0.999976$$

$$P_A = p_2 + p_4 + p_5 + p_7 = 0.000024$$

3º Caso:

Neste caso considera-se a não existência de reserva não sincronizada.

A situação em foco, foi modelada do mesmo modo que o do banco trifásico em 3.2.4, 3º caso, sendo a única diferença o valor da taxa de transição ρ , devido a retirada rápida da unidade monofásica em avaria.

Então, a matriz A, será obtida com os seguintes valores:

$$\lambda = 0.254 \left(\frac{FAL}{a} \right)$$

$$\mu = 1.231 \left(\frac{REP}{a} \right)$$

$$\rho = 70080 \left(\frac{RET}{a} \right)$$

o que fornece:

-0.762	1.231	0	0
0	-1.739	70080	1.231
0.762	0	-70080	0
0	0.508	0	-1.231

Resolvendo o sistema matricial para o cálculo das probabilidades dos referidos estados, deve-se obter:

$$p_1 = 0.533485$$

$$p_2 = 0.330232$$

$$p_3 = 0.000006$$

$$p_4 = 0.136277$$

Assim, de forma análogo à anterior, teremos:

$$P_S = p_1 + p_2 = 0.863717$$

$$P_A = p_3 + p_4 = 1 - P_S = 0.136283$$

Na tabela 3.3.1.7, apresenta-se um resumo de todos os resultados relevantes obtidos anteriormente.

DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DO ESTADO 1 DO EQUIPAMENTO EM SERVIÇO (p ₁)	Σ DAS PROBABILIDADES DE OCORRÊNCIA DE TODOS OS ESTADOS EM SERVIÇO, TOTAL OU PARCIAL.	Σ DAS PROBABILIDADES DE OCORRÊNCIA DE TODOS OS ESTADOS DE AVARIA, TOTAL OU PARCIAL.	RESERVA SEM-PRÉ ACIONADA O AGIONAMENTO DA RESERVA É OPCIONAL
Transformador trifásico, considerando a reserva (não sincronizada) no modelo	0.996955	0.996955	0.003045	S
Transformador trifásico, sem a reserva presente no modelo probabilístico	0.999474	0.999474	0.000526	S
Banco trifásico sem reserva presente no modelo, sem seccionadoras para retirada rápida da unidade monofásica avariada	0.849629	0.849629	0.150371	-
Banco trifásico sem reserva presente no modelo, com as seccionadoras mencionadas acima	0.532598	0.862281	0.137719	-
Banco trifásico com reserva no modelo, sem as seccionadoras em referência	0.533485	0.863717	0.136283	-
Banco trifásico com reserva no modelo, sem as seccionadoras em referência	0.991703	0.996430	0.003570	S
Banco trifásico com reserva no modelo, com as seccionadoras em referência	0.993662	0.996441	0.003559	S
Banco trifásico com reserva no modelo, com as seccionadoras em referência	0.991691	0.999944	0.000056	S
Transformador monofásico, sem reserva presente no modelo probabilístico	0.995117	0.999976	0.000024	S
Transformador monofásico, sem reserva presente no modelo probabilístico	0.828956	0.828956	0.171044	-

(S) sim

(-) sem reserva

TABELA 3.3.1.7

3.3.4 - Determinação do Número de Reservas Transformadoras não Sincronizadas, que Deverão Estar Disponíveis no Sistema

Uma vez que é também a finalidade de manter uma padronização sempre recomendável, acarretando assim, em transformadores iguais, para cada situação em análise, aplicou-se a função de distribuição indicada em 3.2.5.2, tendo em conta obter o valor correspondente ao número de unidades de reserva não sincronizada que deverão existir no sistema.

O valor m_r deverá satisfazer a inequação já referida em 3.2.6.1 e expressa em seguida:

$$P(M \leq m_r) \geq 1 - (\text{NMR})$$

Tendo em conta a definição do nível de risco apresentada em 3.2.2, adotou-se, para o sistema teste, que o nível máximo de risco (NMR) para a determinação do número de unidades de reserva não sincronizada corresponde à probabilidade de avaria para o transformador trifásico para o caso compatível com a citada definição.

Por conseguinte, para este caso, o NMR adotado será 3×10^{-3} .

A seguir são mostradas nas tabelas 3.3.4.1 a 3.3.4.12 a capacidade transformadora em avaria e o número de unidades de reserva não sincronizada obtidas de acordo com o nível máximo de risco, para cada padronização considerada.

ALTERNATIVA A

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 19.33 MVA

ANO	00	01	02	03	04	05
NUMERO DE UNIDADES MONOFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS
0	0.060023	0.019483	0.006324	0.000216	0.000023	0.000007
1	0.185717	0.084393	0.035219	0.002007	0.000268	0.000096
2	0.268158	0.174079	0.094441	0.009109	0.001547	0.000614
3	0.239692	0.227416	0.162339	0.026932	0.005851	0.002577
4	0.148326	0.211094	0.200917	0.058330	0.016292	0.007975
5	0.067310	0.148046	0.190641	0.098661	0.035623	0.019410
.	0.023140	0.081434	0.144188	0.135674	0.095706	0.065008
.	0.006137	0.035995	0.089226	0.155921	0.123384	0.093865
*		0.012993	0.046012	0.152771	0.138565	0.118322
.		0.003871	0.020037	0.129551	0.137195	0.131796
15		*	0.007349	0.096202	0.120916	0.130986
.		.	0.002372	0.063140	0.068267	0.034745
.		.		0.036901	0.044257	0.069798
21		*		0.019322	0.026170	0.029104
.		.		0.009110	0.014170	0.016597
.		.		0.003884	0.007049	0.008749
27		*		0.001502	0.003231	0.004274
45		.		*	0.001368	0.001940
57		.		.		*
63		*		*		*
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	0.998503	0.998804	0.999155	0.999233	0.999175	0.998679
Nº DE UNIDADES RESERVA	07	09	11	16	19	20

* valor desprezível

Tabela 3.3.4.1 - Cálculo da evolução anual do número de unidades transformadoras de reserva

ALTERNATIVA A						
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 19.33 MVA						
ANO	06	07	08	09	10	
NÚMERO DE UNIDADES MONOFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS
0	0.000007	0.000004	0.000002	0.000001	0.000001	0.000001
1	0.000096	0.000057	0.000034	0.000012	0.000012	0.000012
2	0.000614	0.000385	0.000240	0.000092	0.000092	0.000092
3	0.002577	0.001692	0.001104	0.000462	0.000462	0.000462
4	0.007975	0.005497	0.003757	0.001714	0.001714	0.001714
5	0.019410	0.014060	0.010073	0.005021	0.005021	0.005021
.	0.038703	0.029486	0.022164	0.012084	0.012084	0.012084
.	0.065008	0.052133	0.041147	0.024570	0.024570	0.024570
.	0.093865	0.079307	0.065777	0.043079	0.043079	0.043079
.	0.118322	0.105424	0.091961	0.066151	0.066151	0.066151
.	0.131796	0.130165	0.113815	0.090058	0.090058	0.090058
.	0.130986	0.123060	0.125921	0.109771	0.109771	0.109771
.	0.117082	0.105441	0.125542	0.120761	0.120761	0.120761
.	0.094745	0.058378	0.093683	0.120716	0.120716	0.120716
.	0.069798	0.038712	0.070856	0.110273	0.110273	0.110273
.	0.047031	0.023486	0.049328	0.092502	0.092502	0.092502
.	0.029104	0.013188	0.031722	0.071552	0.071552	0.071552
.	0.016597	0.006872	0.018903	0.051223	0.051223	0.051223
.	0.008749	0.003331	0.010466	0.021068	0.021068	0.021068
.	0.004274	0.001505	0.005397	0.012068	0.012068	0.012068
.	0.001940	*	0.002598	0.006574	0.006574	0.006574
.	*	.	*	0.003328	0.003328	0.003328
.	*	.	.	0.001582	0.001582	0.001582
$\frac{63}{66}$.	.	*	*	*
$\frac{66}{69}$	
$\frac{69}{75}$		*	*	*	*	*
	0.998679	0.998974	0.998033	0.998808	0.998808	0.998808
PROBABILIDADES CUMULATIVAS						
NÚMERO DE UNIDADES RESERVA	20	21	21	23	23	23

Tabela 3.3.4.1 - Continuação da tabela anterior

ALTERNATIVA A		
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 19.33 MVA		
ANO	TOTAL DE RESERVAS MONOFÁSICAS	ACRÉSCIMO ANUAL
00	07	-
01	09	02
02	11	02
03	16	05
04	19	03
05	20	01
06	20	-
07	21	01
08	21	-
09	23	02
10	23	-

Tabela 3.3.4.2 - Resumo da tabela anterior

ALTERNATIVA B

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 58 MVA

ANO	00	01	02	03	04	05
NUMERO DE UNIDADES TRIFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS
0	-	-	0.721820	0.271466	0.141441	0.120168
1	-	-	0.255560	0.384450	0.300461	0.276545
2	-	-	0.022620	0.238199	0.292540	0.293731
3	-	-		0.084334	0.172622	0.190658
4	-	-		0.018662	0.068756	0.084378
5	-	-		0.002643	0.019475	0.026886
6	-	-	*	*	0.004022	0.006346
7	-	-	*	*	*	*
8	-	-			*	*
9	-	-			*	*
10	-	-			*	*
:	-	-			*	*
:	-	-			*	*
12	-	-			*	*
13	-	-			*	*
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	-	-	1.000000	0.999754	0.999317	0.998712
NUMERO DE UNIDADES RESERVA	-	-	.02	05	06	06

* Valor desprezível

- Não há

Tabela 3.3.4.3 - Cálculo da evolução anual do número de unidades transformadoras de reserva

ALTERNATIVA B						
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 58 MVA						
ANO	06	07	08	09	10	
NÚMERO DE UNIDADES TRIFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS
0	0.120163	0.086740	0.073694	0.053194	0.053194	0.053194
1	0.276545	0.230326	0.208730	0.169499	0.169499	0.169499
2	0.293751	0.285413	0.277128	0.255046	0.255046	0.255046
3	0.190658	0.218942	0.228939	0.240797	0.240797	0.240797
4	0.084378	0.116274	0.131716	0.159851	0.149851	0.149851
5	0.026886	0.045283	0.055960	0.079233	0.079233	0.079233
6	0.006346	0.013360	0.018162	0.030390	0.030390	0.030390
7	*	0.003041	0.004593	0.009223	0.009223	0.009223
8	*	*	*	0.002245	0.002245	0.002245
9	*	*	*	*	*	*
10	*	*	*	*	*	*
11	*	*	*	*	*	*
12	*	*	*	*	*	*
13	*	*	*	*	*	*
14	*	*	*	*	*	*
15	*	*	*	*	*	*
16	*	*	*	*	*	*
17	*	*	*	*	*	*
18	*	*	*	*	*	*
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	0.998712	0.999379	0.998921	0.999478	0.999478	0.999478
NÚMERO DE UNIDADES RESERVA	06	07	07	08	08	08

Tabela 3.3.4.3 - Continuação da tabela anterior

ALTERNATIVA B

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 58 MVA

ANO	TOTAL DE RESERVAS TRIFÁSICAS	ACRÉSCIMO ANUAL
00	-	-
01	-	-
02	02	02
03	05	03
04	06	01
05	06	-
06	06	-
07	07	01
08	07	-
09	08	01
10	08	-

Tabela 3.3.4.4 - Resumo da tabela anterior

ALTERNATIVA C						
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 12 MVA						
ANO	00	01	02	03	04	05
NUMERO DE UNIDADES MONOFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS
0	0.569723	0.569723	0.569723	0.034196	0.002053	0.000666
1	0.352555	0.352555	0.352555	0.126968	0.013972	0.005360
2	0.072722	0.072722	0.072722	0.222616	0.046112	0.021005
$\frac{3}{4}$	0.005000	0.005000	0.005000	0.244904	0.098288	0.053438
5				0.189439	0.152055	0.099205
6				0.109413	0.181916	0.143243
7				0.048899	0.175113	0.167434
8				0.017291	0.139324	0.162817
·				0.004904	0.093401	0.134339
·				*	0.053517	0.095447
·				·	0.026494	0.059064
·				·	0.011427	0.032120
·				·	0.004321	0.015459
18				*	0.001440	0.006623
·				·	*	0.002537
$\frac{33}{4}$				*	·	·
·				·	·	·
$\frac{39}{4}$				*	·	*
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	1.000000	1.000000	1.000000	0.998630	0.999433	0.998757
NUMERO DE UNIDADES DE RESERVA	03	03	03	08	13	14

Tabela 3.3.4.5 - Cálculo da evolução anual do número de transformadores de reserva

ALTERNATIVA C

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 12 MVA

ANO	06	07	08	09	10
NUMERO DE UNIDADES MONOFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS
0	0.000666	0.000216	0.000216	0.000070	0.000023
1	0.005360	0.002007	0.002007	0.0000738	0.000268
2	0.021005	0.009109	0.009109	0.003808	0.001547
3	0.053438	0.026932	0.026932	0.012829	0.005851
4	0.099205	0.058330	0.058330	0.031755	0.016292
.	0.143243	0.098661	0.098661	0.061572	0.035623
.	0.167434	0.135674	0.135674	0.097371	0.063683
.	0.162817	0.155921	0.155921	0.129118	0.095706
.	0.134339	0.152771	0.152771	0.144364	0.138565
.	0.095447	0.129551	0.129551	0.125069	0.137195
.	0.059064	0.096202	0.096202	0.096157	0.120916
.	0.032120	0.063140	0.063140	0.066115	0.095610
.	0.015459	0.036901	0.036901	0.040913	0.068267
.	0.006623	0.019322	0.019322	0.022907	0.044257
.	0.002537	0.009110	0.009110	0.011655	0.026170
39	*	*	*	0.005409	0.014170
.	†			0.002297	0.007049
45			*	*	0.003231
.			.	.	0.001368
51			.	.	
57			*	*	
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	0.998757	0.999233	0.999233	0.998631	0.999175
NUMERO DE UNIDADES RESERVA	14	16	16	17	19

Tabela 3.3.4.5 - Continuação da tabela anterior

ALTERNATIVA C		
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 12 MVA		
ANO	TOTAL DE RESERVAS MONOFÁSICAS	ACRÉSCIMO ANUAL
00	03	-
01	03	-
02	03	-
03	08	05
04	13	05
05	14	01
06	14	-
07	16	02
08	16	-
09	17	01
10	19	02

Tabela 3.3.4.6 - Resumo da tabela anterior

ALTERNATIVA D

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 36 MVA

ANO	00	01	02	03	04	06
NUMERO DE UNIDADES TRIFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS
0	-	-	-	0.319523	0.141441	0.120168
1	-	-	-	0.395943	0.300461	0.276545
2	-	-	-	0.210275	0.292540	0.293731
...	-	-	-	0.062040	0.172622	0.190658
...	-	-	-	0.010983	0.068756	0.084378
7	-	-	-	*	0.019475	0.026886
...	-	-	-	*	0.004022	0.006346
12	-	-	-	*	*	*
...	-	-	-	*	*	*
13	-	-	-	*	*	*
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	-	-	-	0.998764	0.999317	0.998712
NUMERO DE UNIDADES RESERVA	-	-	-	04	06	06

* Valor desprezível

- Não há

Tabela 3.3.4.7 - Cálculo da evolução anual do número de unidades transformadoras de reserva

ALTERNATIVA D					
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 36 MVA					
ANO	06	07	08	09	10
NUMERO DE UNIDADES AVARIADAS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS
0	0.086740	0.062610	0.062610	0.045193	0.032622
1	0.230326	0.188421	0.188421	0.152007	0.121271
2	0.285413	0.266841	0.266841	0.242180	0.214679
3	0.218942	0.236187	0.236187	0.242940	0.240689
5	0.116274	0.146338	0.146338	0.172025	0.191735
.	0.045283	0.067354	0.067354	0.091358	0.115402
.	0.013360	0.023847	0.023847	0.037736	0.054477
.	0.003041	0.006634	0.006634	0.012406	0.020665
.	*	*	*	0.003294	0.006402
.	.	.	.	*	0.001637
.
15
.
17
.
19
.
21
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	0.999379	0.998232	0.998232	0.999139	0.999579
NUMERO DE UNIDADES RESERVA	07	07	07	08	09

Tabela 3.3.4.7 - Continuação da tabela anterior

ALTERNATIVA D		
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 36 MVA		
ANO	TOTAL DE RESERVAS TRIFÁSICAS	ACRÉSCIMO ANUAL
00	-	-
01	-	-
02	-	-
03	04	04
04	06	02
05	06	-
06	07	01
07	07	-
08	07	-
09	08	01
10	09	01

Tabela 3.3.4.8 - Resumo da tabela anterior

ALTERNATIVA E

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 19.33 MVA C/SECCIONADORAS

ANO	00	01	02	03	04	05
NUMERO DE UNIDADES MONOFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS	PROBABILIDADE DE ESTADOS
0	0.060023	0.019483	0.006324	0.000216	0.000023	0.000007
1	0.185717	0.084393	0.035219	0.002007	0.000268	0.000096
2	0.268158	0.174079	0.094441	0.009109	0.001547	0.000614
3	0.239692	0.227416	0.162339	0.025932	0.005851	0.002577
4	0.148326	0.211094	0.200917	0.058330	0.016292	0.007975
5	0.067310	0.148046	0.190641	0.098661	0.035623	0.019410
.	0.023140	0.081434	0.144188	0.135674	0.095706	0.065008
.	0.006137	0.035995	0.089226	0.155921	0.123384	0.093865
*	*	0.012993	0.046012	0.152771	0.138565	0.118322
.	.	0.003871	0.020037	0.129551	0.137195	0.131796
.	.	*	0.007349	0.096202	0.120916	0.130986
15	*	.	0.002372	0.063140	0.068267	0.094745
.	.	.		0.036901	0.044257	0.069798
.	.	*		0.019322	0.026170	0.025104
21		.		0.009110	0.014170	0.016597
.		.		0.003884	0.007049	0.008749
.		*		0.001502	0.003231	0.004274
27				*	0.001368	0.001940
45				.		*
57				.		.
63				*		.
				.		.
				*		*
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	0.998503	0.998304	0.999155	0.999233	0.999175	0.998679
Nº DE UNIDADES RESERVA	07	09	11	16	19	20

* valor desprezível

Tabela 3.3.4.9 - Cálculo da evolução anual do número de unidades transformadoras de reserva

ALTERNATIVA E

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 19.33 MVA C/SECCIONADORAS

ANO	06	07	08	09	10
NÚMERO DE UNIDADES MONOFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS
0	0.000007	0.000004	0.000002	0.000001	0.000001
1	0.000096	0.000057	0.000034	0.000012	0.000012
2	0.000614	0.000385	0.000240	0.000092	0.000092
3	0.002577	0.001692	0.001104	0.000462	0.000462
4	0.007975	0.005497	0.003757	0.001714	0.001714
5	0.019410	0.014060	0.010073	0.005021	0.005021
.	0.038703	0.029486	0.022164	0.012084	0.012084
.	0.065008	0.052133	0.041147	0.024570	0.024570
.	0.093865	0.079307	0.065777	0.043079	0.043079
.	0.118322	0.105424	0.091961	0.066151	0.066151
.	0.131796	0.130165	0.113815	0.090058	0.090058
.	0.130986	0.123060	0.125921	0.109771	0.109771
.	0.117082	0.105441	0.125542	0.120761	0.120761
.	0.094745	0.058878	0.093683	0.120716	0.120716
.	0.069798	0.038712	0.070856	0.110273	0.110273
.	0.047031	0.023486	0.049328	0.092502	0.092502
.	0.029104	0.013188	0.031722	0.071552	0.071552
.	0.016597	0.006872	0.018903	0.051223	0.051223
.	0.008749	0.003331	0.010466	0.021068	0.021068
.	0.004274	0.001505	0.005397	0.012068	0.012068
.	0.001940	*	0.002598	0.006574	0.006574
63	* ; *	.	*	0.003328	0.003328
66	.	.	.	0.001582	0.001582
69	.	*	*	*	*
75
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	0.998679	0.998974	0.998033	0.998808	0.998808
NÚMERO DE UNIDADES RESERVA	20	21	21	23	23

Tabela 3.3.4.9 - Continuação da tabela anterior

ALTERNATIVA E		
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 19.33 MVA C/SECCIONADORAS		
ANO	TOTAL DE RESERVAS MONOFÁSICAS	ACRÉSCIMO ANUAL
00	07	-
01	09	02
02	11	02
03	17	05
04	19	03
05	20	01
06	20	-
07	21	01
08	21	-
09	23	02
10	23	-

Tabela 3.3.4.10 - Resumo da tabela anterior

ALTERNATIVA F

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 12 MVA COM SECCIONADORAS

ANO	00	01	02	03	04	05
NÚMERO DE UNIDADES MONOFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS
0	0.569723	0.569723	0.569723	0.034196	0.002053	0.000666
1	0.352555	0.352555	0.352555	0.126968	0.013972	0.005360
2	0.072722	0.072722	0.072722	0.222616	0.046112	0.021005
3	0.005000	0.005000	0.005000	0.244904	0.098288	0.053438
4				0.189439	0.152055	0.099205
5				0.109413	0.181916	0.143243
6				0.048899	0.175113	0.167434
7				0.017291	0.139324	0.162817
8				0.004904	0.093401	0.134339
•				*	0.053517	0.095447
•				•	0.026494	0.059064
•				•	0.011427	0.032120
•				•	0.004321	0.015459
18				*	0.001440	0.006623
33				*		0.002537
39						•
						•
						*
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	1.000000	1.000000	1.000000	0.998630	0.999433	0.998757
NÚMERO DE UNIDADES DE RESERVA	03	03	03	08	13	14

Tabela 3.3.4.11 - Cálculo da evolução anual do número de unidades transformadoras de reserva

ALTERNATIVA F

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 12 MVA COM SECCIONADAS

ANO	06	07	08	09	10
NÚMERO DE UNIDADES MONOFÁSICAS AVARIADAS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS	PROBABILIDADES DE ESTADOS
0	0.000666	0.000216	0.000216	0.000070	0.000023
1	0.005360	0.002007	0.002007	0.000738	0.000268
2	0.021005	0.009109	0.009109	0.003808	0.001547
3	0.053438	0.026932	0.026932	0.012829	0.005851
4	0.099205	0.058330	0.058330	0.031755	0.016292
.	0.143243	0.098661	0.098661	0.061572	0.035623
.	0.167434	0.135674	0.135674	0.097371	0.063683
.	0.162817	0.155921	0.155921	0.129118	0.095706
.	0.134339	0.152771	0.152771	0.144364	0.138565
.	0.095557	0.129551	0.129551	0.125069	0.137195
.	0.059064	0.096202	0.096202	0.096157	0.120916
.	0.032120	0.063140	0.063140	0.066115	0.095610
.	0.015459	0.036901	0.036901	0.040913	0.068267
.	0.006623	0.019322	0.019322	0.022907	0.044257
.	0.002537	0.009110	0.009110	0.011655	0.026170
39	*	0.003884	0.003884	0.005409	0.014170
.	*	0.001502	0.001502	0.002297	0.007049
45	*	*	*	*	0.003231
.	*	*	*	*	0.001368
51	*	*	*	*	*
PROBABILIDADES CUMULATIVAS	0.998757	0.999233	0.999233	0.998631	0.999175
NÚMERO DE UNIDADES RESERVA	14	16	16	17	19

Tabela 3.3.4.11 - Continuação da tabela anterior.

ALTERNATIVA F		
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 12 MVA C/ SECCIONADORAS		
ANO	TOTAL DE RESERVAS MONOFÁSICAS	ACRÉSCIMO ANUAL
00	03	-
01	03	-
02	03	-
03	08	05
04	13	05
05	14	01
06	14	-
07	16	02
08	16	-
09	17	01
10	19	02

Tabela 3.3.4.12 - Resumo da tabela anterior

3.3.5 - Análise de Sensibilidade Referente ao Número de Unidades de Reserva

No caso de comparação de alternativas é recomendado a realização de análise de sensibilidade dos índices face à variação nas taxas e níveis probabilísticos considerados.

Neste trabalho, as taxas utilizadas são oriundas do sistema real em teste, por conseguinte torna-se necessário somente, efetuar-se a sensibilidade do número de unidades de reserva não sincronizada face à variação do nível máximo de risco (NMR), para cada uma das alternativas em destaque.

Adotam-se agora os seguintes níveis de risco de 10^{-2} e 10^{-1} ; maiores do que aquele considerado (3×10^{-3}) a partir dos fundamentos anteriormente expostos em 3.2.2.

Considera-se as alternativas A, B e E, que sobressaíram em termos de viabilidade de custos (a análise comparativa de custos é mostrada no capítulo IV), referentes a bancos sem e com seccionadoras para retirada da unidade monofásica avariada, e transformadores trifásicos, todos de 58 MVA, respectivamente.

A partir dos NMR adotados acima, são calculados os números de unidades reserva não sincronizada, mostrados respectivamente nas tabelas 3.3.5.1 e 3.3.5.2, em seguida.

Para o NMR de 10^{-2} , tem-se:

ANO	NUMERO DE UNIDADES DE RESERVA PARA AS ALTERNATIVAS											
	A				B				E			
	UNIDA DES		ACRES CIMO		UNIDA DES		ACRES CIMO		UNIDA DES		ACRES CIMO	
	1F	3F	1F	3F	1F	3F	1F	3F	1F	3F	1F	3F
00	06	-	-	-	06	-	-	-	06	-	-	-
01	08	-	02	-	08	-	02	-	08	-	02	-
02	09	02	01	02	09	02	01	02	09	02	01	02
03	14	02	05	-	09	04	-	02	14	02	05	-
04	16	02	02	-	09	05	-	01	16	02	02	-
05	18	02	02	-	09	05	-	-	18	02	02	-
06	18	02	-	-	09	05	-	-	18	02	-	-
07	18	02	-	-	09	06	-	01	18	02	-	-
08	19	02	01	-	09	06	-	-	19	02	01	-
09	20	02	01	-	09	06	-	-	20	02	01	-
10	20	02	-	-	09	06	-	-	20	02	-	-

(1F) - Monofásicas.

(3F) - Trifásicas

(-) - Não há

Tabela 3.3.5.1

Agora, para o NMR de 10^{-1} , obtêm-se:

ANO	NUMERO DE UNIDADES DE RESERVA PARA AS ALTERNATIVAS											
	A				B				E			
	UNIDA DES		ACRES CIMO		UNIDA DES		ACRES CIMO		UNIDA DES		ACRES CIMO	
	1F	3F	1F	3F	1F	3F	1F	3F	1F	3F	1F	3F
00	04	-	-	-	04	-	-	-	04	-	-	-
01	06	-	02	-	06	-	02	-	06	-	02	-
02	07	02	01	02	07	01	01	01	07	02	01	02
03	11	02	04	-	07	03	-	02	11	02	04	-
04	13	02	02	-	07	03	-	-	13	02	02	-
05	15	02	02	-	07	04	-	01	15	02	02	-
06	15	02	-	-	07	04	-	-	15	02	-	-
07	15	02	-	-	07	04	-	-	15	02	-	-
08	16	02	01	-	07	04	-	-	16	02	01	-
09	17	02	01	-	07	05	-	01	17	02	01	-
10	17	02	-	-	07	04	-	-	17	02	-	-

Tabela 3.3.5.2

Verifica-se uma redução substancial do número de unidades de reserva para as alternativas consideradas, conforme previsto. O aspecto relevante, é que agora pode-se afirmar que a alternativa B correspondente ao padrão transformador trifásico de 58 MVA, necessita de muito menos unidades de reserva, revelando-se assim mais conveniente do que se constatou inicialmente, com relação as demais.

CAPÍTULO IV

ANÁLISE COMPARATIVA DE CUSTOS

4.1 - INTRODUÇÃO

O planejamento de um sistema elétrico deve sempre ficar associado aos aspectos econômicos e financeiros da matéria.

Uma vez definidas as obras inerentes à evolução das estações transformadoras para cada alternativa em apreço, tais como, ampliações ou construções de estações abaixadoras, as unidades de reserva não sincronizadas, as obras na rede distribuidora quando necessárias, e considerando ainda uma estimativa de energia interrompida a cada ano, efetua-se uma análise comparativa de custos, visando a indicação da alternativa mais econômica para o sistema, tendo em conta a atual escassez de recursos financeiros.

Todos os valores utilizados nesta análise econômica, são referidos a janeiro de 1981, devido ao fato de que as épocas seguintes, isto é, o restante de 1981, 1982 e 1983, foram consideradas no âmbito de planejamento econômico, como um período acentuadamente atípico em termos de economia de investimentos, influente na degradação da confiabilidade de um sistema real.

4.2 - METODOLOGIA UTILIZADA

Foi utilizado o "Método Clássico do Valor Atual", considerando-se uma taxa de atualização de 12% ao ano ⁵, adotada pelo planejamento do sistema real, na época correspondente aos valores utilizados na análise econômica referida a janeiro de 1981.

A forma geral cronológica para os empenhos relativos aos projetos decorrentes das evoluções do sistema em estudo (por exemplo: ampliações ou construções de estações transformadoras), seguida em termos de planejamento do sistema teste, é apresentada no quadro 4.2.1, adiante:

Empenho 1 - Ano (n-2)	são efetuados os empenhos referentes aos terrenos das novas estações, programadas para o ano n, caso ainda não estejam disponíveis no patrimônio do sistema
Empenho 2 - Ano (n-1)	são investidos 30% do empenho global do projeto específico da obra programada para o ano n
Empenho 3 - Ano (n)	são investidos os 70% remanescentes do empenho global do projeto da obra programada para o ano n

Quadro 4.2.1

Exemplifica-se em seguida, o exposto anteriormente:

Seja um projeto específico referente à construção de uma estação transformadora, programado para o ano 05, do

decênio em estudo, com a capacidade instalada de um banco, de 58 MVA. Assim, teremos, no quadro 4.2.2, a partir do Manual de Custos para o Planejamento |¹³|.

ANO 03 - (EMPENHO 1)	Empenho 1, referente à aquisição do terreno, caso a empresa ainda não o tiver disponível: Cr\$ MIL 48.000,00 Terreno no bairro Botafogo
ANO 04 - (EMPENHO 2)	Empenho 2, referente à 30% do custo do projeto relativo à nova estação 138/25 de 58 MVA: 30% de Cr\$ MIL 160.570,10 = Cr\$.. MIL 48.171,03
ANO 05 - (EMPENHO 3)	Empenho 3, relativo à conclusão da obra programada. 70% de Cr\$ MIL 160.570,10 = Cr\$..... MIL 112.394,07

Quadro 4.2.2

Em termos de valor atual, correspondente ao ano 01, considerando os fatores de atualização |¹⁹| teremos então, no quadro 4.2.3, para o exemplo anterior:

ANOS	EMPENHO Cr\$ MIL	FATOR DE ATUALIZAÇÃO (12% a.a.)	VALOR ATUAL ANUAL (V.A.A.) Cr\$ MIL
01	-	1.0000	-
02	-	0.8929	-
03	48.000,00	0.7972	38.267,00
04	48.171,00	0.7118	34.288,00
05	112.395,00	0.6355	71.427,00
06	-	0.5674	-
07	-	0.5066	-
08	-	0.4523	-
09	-	0.4039	-
10	-	0.3606	-
	$\sum_{i=1}^{10}$ (V.A.A.) = valor atual global em Cr\$ MIL		143.982,00

Quadro 4.2.3

4.3 - VALORES UTILIZADOS NAS ESTIMATIVAS DE CUSTOS

Para a finalidade a que se propõe a presente análise, foi utilizada a técnica de custos modulares, considerada também no sistema real.

O esquema de cálculo para a avaliação do custo com relação à estação transformadora abrange em geral os seguintes itens:

- Terreno
- Equipamentos e materiais
- Montagem e instalação
- Despesas diretas
- Despesas indiretas

O item terreno é computado para o caso de estações novas. Face ao custo imobiliário ser extremamente variável e, em certos casos, uma parcela preponderante no custo total do intento, mormente no caso de estações transformadoras, é apresentado em maior detalhe adiante.

Os custos de todos os equipamentos e os materiais específicos e gerais são levantados diretamente de cotações reais referentes ao sistema.

Os custos de materiais e mão-de-obra são incluídos em termos de obras civis.

As montagens de estruturas e instalação dos equipamentos, retiradas ou substituições de elementos, serviços de proteção e controle são também computados.

O frete e seguro fazem parte neste esquema das mencionadas despesas diretas.

A parte de projeto, inspeção e administração compõem aqui as despesas indiretas.

Os terrenos necessários para as construções das novas estações transformadoras, bem como suas áreas, recomendadas pelos setores de Planejamento, Projeto de Estações, Projeto de Linhas de Transmissão, e Patrimônio, do sistema real, estão avaliados no "Manual de Custos para o Planejamento" |¹³|, próprio do presente sistema, tendo em conta os bairros onde se situam.

Cumpre destacar aqui que, para o sistema específico em estudo, algumas das áreas das estações transformadoras a serem construídas já faziam parte do patrimônio daquele sistema, adquiridos anteriormente ao decênio analisado, de acordo com as informações do respectivo setor de Patrimônio.

Os demais aspectos relativos às estações transformadoras foram orçados também com base nas planilhas do referido Manual de Custos para o Planejamento |¹³|.

As obras adicionais na rede distribuidora, foram estimadas em relação a custos reais, a partir das tabelas de Custos Modulares de Rede de Distribuição do setor de Orçamento de Projetos de Distribuição, do sistema, já incluídos também os custos diretos e indiretos mencionados anteriormente.

As estimativas de custo relativas à energia interrompida, para as diferentes características de transformação utilizadas, foram efetuadas com base nas Tarifas para o Fornecimento de Energia Elétrica. (Portarias nº 113 e 119 do D.N.A.E.E.), apresentadas no Apêndice B.

Dessa forma, todos os valores utilizados nesta análise de custos são oriundos do sistema teste e visam avaliar orçamentos de projetos no sistema, com vistas à comparação técnico-econômica de alternativas.

4.4 - CRITÉRIOS ADOTADOS

Os critérios vigentes para comparação econômica, da Eletrobrás, transcritos aqui, expressam que no caso de se ter diferenças muito pequenas entre os valores atuais de duas ou mais alternativas, será considerada economicamente mais vantajosa aquela que possuir menor valor atual dos investimentos nos cinco anos iniciais do período em estudo.

A partir do exposto, consideraremos equivalentes aquelas alternativas cuja diferença entre os respectivos valores globais atualizados for pequena e de até 3%, inclusive.

Além disto, a equivalência será considerada, se a diferença entre as somas dos valores atuais dos investimentos nos cinco primeiros anos, bem como se a diferença entre os desembolsos anuais, for de até 10%, inclusive.

Pode-se conhecer em detalhe, no Apêndice C, as estimativas de custos e os cronogramas de investimentos, para todas as padronizações consideradas.

4.5 - ESTIMATIVA DE CUSTO DA ENERGIA INTERROMPIDA

No caso de falha de unidades transformadoras, a estimativa de custo referente à energia interrompida, pode ser calculada através da esperança matemática, que é a média pesada⁸ de todos os valores que uma variável aleatória pode tomar, onde os pesos são as respectivas probabilidades de ocorrência.

No nosso caso, a variável aleatória é discreta e a esperança matemática, $E\{X\}$ é dada por:

$$E\{X\} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot Q(i)$$

A partir do exposto, consideraremos equivalentes aquelas alternativas cuja diferença entre os respectivos valores globais atualizados for pequena e de até 3%, inclusive.

Além disto, a equivalência será considerada, se a diferença entre as somas dos valores atuais dos investimentos nos cinco primeiros anos, bem como se a diferença entre os desembolsos anuais, for de até 10%, inclusive.

Pode-se conhecer em detalhe, no Apêndice C, as estimativas de custos e os cronogramas de investimentos, para todas as padronizações consideradas.

4.5 - ESTIMATIVA DE CUSTO DA ENERGIA INTERROMPIDA

No caso de falha de unidades transformadoras, a estimativa de custo referente à energia interrompida, pode ser calculada através da esperança matemática, que é a média pesada $|^8|$ de todos os valores que uma variável aleatória pode tomar, onde os pesos são as respectivas probabilidades de ocorrência.

No nosso caso, a variável aleatória é discreta e a esperança matemática, $E\{X\}$ é dada por:

$$E\{X\} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot Q(i)$$

onde: $Q(i)$: é a probabilidade da configuração i

X : é a variável aleatória relativa aos custos de energia interrompida em cada configuração (a partir das tarifas para o fornecimento de energia elétrica do sistema existente, apresentadas no Apêndice B).

n : número total de configurações.

Deve-se ressaltar que o valor calculado, nesta hipótese, é dado por interrupção.

Contudo, os valores de probabilidades obtidos nestes casos são pequenos, implicando em custos de energia não suprida também pequenos.

Exemplificando, para o ano 05 da alternativa E referente a bancos transformadores de 58 MVA, constata-se:

$$n = 21$$

$$Q(i) = 0,171044$$

$$x_i = \text{Cr\$ } 13.440,00$$

Então, obtêm-se:

$$E|X| = \sum_{i=1}^{21} \text{Cr\$ } 13.440,00 \cdot (0,171044) =$$

$$= \text{Cr\$ } 48.484,80$$

Assim, resolveu-se penalizar, aqui, todas as alternativas num único sentido, considerando que o número provável de falhas seria o mesmo que o correspondente às unidades reservas não sincronizadas, para cada ano. Mesmo assim os custos correspondentes não afetam a essência das conclusões deste trabalho.

Tal constatação indica a necessidade de se buscarem valores mais realistas para o kW e para o kW.h interrompidos.

4.6 - ESTIMATIVAS DOS INVESTIMENTOS PROGRAMADOS

Apresenta-se no Apêndice C, em detalhes, as estimativas de custos e os cronogramas de investimentos, para todas as alternativas em análise.

Os valores atuais globais, correspondentes às alternativas em apreço, resultantes da análise econômica baseada nas considerações anteriormente expostas, são sintetizados na tabela 4.6.1 em seguida:

ALTERNATIVAS	DESCRIÇÃO	VALOR ATUAL GLOBAL (cr\$ mil)
A	Bancos - 58 MVA	2.763.858,00
B	Transformadores trifásicos - 58 MVA	2.750.464,00
C	Bancos - 36 MVA	2.859.869,00
D	Transformadores trifásicos - 36 MVA	3.071.345,00
E	Bancos c/seccionadoras - 58MVA	2.787.125,00
F	Bancos c/seccionadoras - 36MVA	2.884.070,00

Tabela 4.6.1

Tendo em conta os valores atuais obtidos anteriormente, para as alternativas consideradas, foi efetuada uma análise comparativa, objetivando destacar aquela mais adequada em termos econômicos.

Com base nos critérios de investimentos definidos no item 4.4, deteta-se equivalências de custos entre as alternativas A, B e E, mostradas nas tabelas 4.6.2 e 4.6.3, que sucedem.

DIFERENÇAS PERCENTUAIS DOS VALORES ATUAIS, DO DECENIO, DAS ALTERNATIVAS EM RELAÇÃO A ALTERNATIVA B	
ALTERNATIVAS	DIFERENÇA (%)
A	0.5
B	0.0
C	4.0
D	11.7
E	1.3
F	4.9

Tabela 4.6.2

DIFERENÇAS PERCENTUAIS DOS VALORES ATUAIS DO QUINQUENIO INICIAL DAS ALTERNATIVAS A E E, REMANESCENTES, EM RELAÇÃO À B	
ALTERNATIVAS	DIFERENÇA (%)
A	2.4
B	0.0
E	3.3

Tabela 4.6.3

Cumpra informar que se efetuou uma análise de sensibilidade dos valores atuais face a variação da taxa de atualização, mostrada em seguida.

Considera-se, agora, a taxa de atualização de 8% ao ano. A diferença percentual pode ser visualizada na tabela 4.6.4, adiante. Verifica-se que embora as diferenças percentuais tenham aumentado, permanece a equivalência apontada em 4.6.2 e 4.6.3

DIFERENÇAS PERCENTUAIS DOS VALORES ATUAIS DO DECENIO DAS ALTERNATIVAS EM RELAÇÃO À ALTERNATIVA B, DE MENOR VALOR	
ALTERNATIVAS	DIFERENÇA (%)
A	0.6
B	0.0
C	5.0
D	12.5
E	1.5
F	5.9

Tabela 4.6.4

Face ao exposto, e tendo em vista os critérios utilizados no sistema real, constata-se aqui a equivalência das pa-

dronizações A, B e E. Cumpre mencionar que pelos critérios da Eletrobrás |⁵| transcritos no item 4.4 a alternativa B deveria ser a mais atrativa.

CAPÍTULO VCONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTURAS PESQUISAS

A seguir discutem-se os resultados obtidos nos capítulos anteriores e mostram-se as conclusões do presente trabalho, bem como sugestões para desenvolvimentos futuros.

Os resultados probabilísticos obtidos no Capítulo III, referentes à determinação da reserva transformadora não sincronizada por metodologias probabilísticas tem relevante significado para o aspecto técnico da questão, uma vez que os dados utilizados são significativos e oriundos do sistema real em estudo.

Desta maneira, os valores obtidos para a alternativa B são discriminados em seguida. Probabilidade de permanência no estado de serviço pleno é de 0.849629 e a duração média de serviço é de 54,6 meses.

Para as alternativas A e E, as probabilidades de permanência no estado de serviço pleno são iguais a 0.532589 e 0.533485 respectivamente. As correspondentes durações médias de serviço são de 47,8 meses para ambas alternativas em referência.

Observa-se então que a alternativa B possui uma disponibilidade superior de cerca de 59.3% e 59.5% em relação às alternativas A e E respectivamente. Quanto a duração média de

serviço, a alternativa B é superior em cerca de 6,8 meses em relação às aquelas citadas acima.

Resta também perceber que a alternativa B mostra-se mais atrativa, do ponto de vista econômico, que as demais ao se reduzir convenientemente a taxa de atualização ou o nível máximo de risco utilizados no estudo. As mencionadas análises de sensibilidade foram efetuadas nos capítulos IV e III, itens 4.6 e 3.3.5, respectivamente.

Face ao exposto acima, fica evidenciada a vantagem da alternativa B sobre as restantes.

Portanto, de acordo com os meios atualmente disponíveis, recomenda-se a alternativa B, referente ao transformador trifásico de 58 MVA, como a mais adequada para a evolução do sistema.

A padronização selecionada define a linha mestra da evolução do sistema através do programa de obras que deverá ser efetuado, ao longo do horizonte estabelecido.

Ressalta-se que o sistema real não possui um critério adequadamente estabelecido para a determinação do número de unidades de reserva. A fixação de um percentual por região é proveniente apenas da experiência adquirida em termos de manutenção. Assim, a metodologia proposta apresenta a vantagem de ser mais consistente e realista. O padrão aqui definido (transforma-

dor trifásico de 58 MVA) não está em sintonia com aquele adotado provisoriamente pelo sistema (banco de 58 MVA). O aspecto provisório se deve ao fato de que atualmente um grupo de trabalho existente no âmbito da empresa vem estudando as questões aqui levantadas (atualmente (4º trimestre de 1984) o estudo em andamento na empresa vem convergindo para a escolha da mesma alternativa indicada por este trabalho).

Deve-se verificar que os valores calculados das taxas de falha são elevados em relação aos experimentados para este tipo de equipamento. Assim, uma análise mais profunda dos dados deve ser efetuada, uma vez que a amostra foi constituída somente pelos transformadores que sofreram alguma falha, não levando em consideração também aqueles que nunca falharam, no mesmo período de observação.

Menciona-se que foi efetuada uma análise de sensibilidade, face a variação da taxa média de falha, constatando-se que o mérito de cada alternativa em apreço não se alterou.

Relativamente ao presente estudo, os seguintes efeitos poderão ser incluídos em trabalhos futuros, pois acredita-se que poderão contribuir para análises cada vez mais significativas do problema descrito e estudado no presente trabalho:

- Análise probabilística global (sistemas de transmissão e de distribuição), objetivando tornar ainda mais consistente e realista a evolução das estações transformadoras.

- Coletas mais significativas de dados e a avaliação estatística dos dados amostrais, para fornecer níveis de confiança dos mesmos.
- Definição de outros índices de confiabilidade (por exemplo: frequência e duração).
- Influência da solicitação ambiental sobre o comportamento do sistema.
- Incerteza associada ao nível de demanda máxima do sistema.
- Metodologia probabilística mais efetiva para a determinação conjunta de ambas as reservas transformadoras (sincronizada e não sincronizada).
- Definição de valores mais realistas para o custo do kW e do kW.h interrompidos.

REFERÊNCIAS

1. BILLINTON, R. GROOVER, M. S. - "Reliability Evaluation in Distribution and Transmission Systems", Proceedings IEE, Vol. 122, nº 5, May 1975, pp. 517/523.
2. ENDRENYI, J. - "Reliability Modeling in Electric Power Systems", John Wiley, Chichester, 1978.
3. BILLINTON, R. - "Power System Reliability Evaluation", Gordon and Breach, 1970.
4. BILLINTON, R., GROOVER, M. S. - "Quantitative Evaluation of Permanent Outages in Distribution Systems", IEEE, Vol. PAS-94, nº 3, May/June 1975, pp. 733/741.
5. GCPS/GTCP - Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico - Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento; "Critérios Básicos de Avaliação do Desempenho Elétrico do Sistema de Transmissão", ELETROBRÁS, 1981.
6. GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada - "Metodologia de Avaliação do Desempenho do Sistema Elétrico Brasileiro", SCEL-CENC-04/79, ELETROBRÁS, 1979.
7. SGC/GTCP/GCPS - Sub-Grupo de Confiabilidade/Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento/Grupo Coordenador de Planejamento do S.E. - "Confiabilidade de Sistemas Elétricos: Índices e Critérios", ELETROBRÁS, dezembro de 1981.

8. NUNES, R. A. F. - "Curso de Confiabilidade em Sistemas de Potência", Escola Federal de Itajubá, Itajubá, 1979.
9. CAMARGO, C. C. B. - "Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica", Livros Técnicos e Científicos Editora, Rio de Janeiro, 1981.
10. MERLIN, A., SANTUCCI, G. - "Application des Modèles Probabilistiques à la Planification à Long Terme des Réseaux Électriques", THT d'EdF/RGE - tome 89 - nº 2, Février 1980.
11. RINGLEE, R. J., REPPEN, N. D. - "Impact of Transmission System Design Criteria on System Reliability", Paper 76-SP-149, Canadian Electrical Association, Toronto, March, 1976.
12. CONCORDIA, C. - "Assessment of System Performance and Reliability", in Symposium on Reliability Criteria for System Performance, pp. 29-42, IEEE PES Winter Meeting, 1977.
13. LIGHT S.E.S.A. - "Manual de Custos para o Planejamento", Revisão 7, Janeiro de 1981.
14. LIGHT S.E.S.A. - "Falhas em Transformadores de Força", Abril de 1980.

15. SAGU, R. - "Optimization of the Transmission and Subtransmission Transformer Spares on the American Electric Power System", Volume 42, Proceedings of the American Power Conference, 1980, pp. 701/705.
16. SINGH, C.; BILLINTON, R. - "System Reliability Modelling and Evaluation", Hutchinson, London, 1977.
17. HARPER, G. E. - "Curso de Transformadores y Motores Trifásicos de Inducción", LIMUSA, pp. 98/108, 1976.
18. PATTON, A. D. - "Determination and Analysis of Data for Reliability Studies", IEEE, Vol. PAS-87, No 1 - January 1968, pp. 84/99.
19. HESS, G., PUCCINI, A., MARQUES, J. L., ROCHA PAES, L. C. - "Engenharia Econômica", DIFEL, 1981.
20. MATTSON, B., NURDER, J. - "Simplified Use of Failure Statistics for Optimizing Systems and Equipment Design - CIGRE, 1972, 31-06, pp. 1/9.
21. CHRISTIAANSE, W. R. - "A New Technique for Reliability Calculations", IEEE, Vol. PAS-89, no 8, November-December 1970, pp. 1836/1847.
22. NAPSIC - North American Power Systems Interconnection Committee, "Minimum Criteria for Operating Reliability", Fe-

bruary 25, 1970.

23. ABNT - NBR/5462 - Confiabilidade, Setembro 1981.
24. PATTON, A. D., GARVER, D. P., MONTMEAT, F. - "Measures of Reliability and Methods of Calculations", IEEE Transactions on PAS - July 1964, pp. 727/737.
25. CAMARGO, C. C. B. - "A Confiabilidade com um Critério Adicional no Planejamento de Transmissão de Potência Elétrica", T. M./COPPE-UFRJ, Janeiro de 1977.
26. SKOF, I. V. - "Customer Interruption Costs Vary Widely", Electrical World, July 15, 1977, pp. 64/65.
27. RAMAMOORTY, M., GOPAL, B. - "Block Diagram Approach to Power System Reliability", IEEE, Vol. PAS-90, nº 5/6, May-June 1970.
28. CIER - "Terminologia de Desligamento e Interrupção em Sistemas Elétricos de Potência, Índices de Desempenho", Dezembro 1979.
29. GAMBIRASIO, G. - "Confiabilidade de Sistemas Elétricos", Escola Politécnica da USP, São Paulo, 1980.
30. GCOI/SCM - Grupo Coordenador para Operação Interligada/Sub-Comitê de Manutenção - Regiões Sudeste e Sul - "Seminário

nário de Manutenção de Subestações, em Sete Lagoas", SCM/
Novembro de 1974.

APÊNDICE A

QUADROS RELATIVOS À EVOLUÇÃO DAS INSTALAÇÕES
TRANSFORMADORAS DO SISTEMA TPA

APÊNDICE AQUADROS RELATIVOS À EVOLUÇÃO DAS ESTAÇÕES
TRANSFORMADORAS DO SISTEMA REAL

NOME DA ESTAÇÃO DO SISTEMA REAL	NOME A SER ADOTADO NESTE TRABALHO
Arsenal	ETA 1
C. Marte	ETA 2
Capivari	ETA 3
Cascadura	ETA 4
Esperança	ETA 5
F. Caneca	ETA 6
Jaboatão	ETA 7
Leopoldo	ETA 8
Meriti	ETA 9
Nova Iguaçu	ETA 10
Olaria	ETA 11
Padre Miguel	ETA 12
P. Passos	ETA 13
P. D'Água	ETA 14
Queimados	ETA 15
R. Freire	ETA 16
S. Fernando	ETA 17
Triagem	ETA 18
Volta Redonda	ETA 19
Santa Cecília	ETA 20
Saudade	ETA 21
Três Rios	ETA 22
Vigário	ETA 23

QUADRO A.1 - Observações adicionais referentes à evolução das estações transformadoras do sistema teste

NOME DA ESTAÇÃO DO SISTEMA REAL	NOME A SER ADOTADO NESTE TRABALHO
Sapucaia	ETA 24
Centenário	ETA 25
Catedral	ETA 26
Marajoara	ETA 27
Santo Antônio	ETA 28

QUADRO A.1 - Continuação

OBS.: Os nomes de umas poucas estações que aparecem eventualmente nas colunas relativas às transferências de demandas, permaneceram com os respectivos nomes.

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA		MVA		MVA		MVA	
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 1	-	-	-	-	-	20 de ETA 6	29,0	2x58
ETA 2	-	23,0 de ETA 6 6,0 de ETA 18	29,0	58	30,0	-	30,0	58
ETA 3	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 4	86,7	-	86,7	50+2x 25	92,1	1,9 de novos consum. 8,4 p/138/13.8 kV	85,6	50+2x 25
ETA 5	23,2	3,4 p/ETA 7 1,5 de novos consum.	21,3	25	23,0	-	23,0	25
ETA 6	96,0	23,0 p/ETA 2	73,0	2x50+ 1x25	91,0	62 p/138/13.8 kV 20 p/ETA 2	9,0	50
ETA 7	39,7	2,5 p/138/13.8 kV 3,4 de ETA 5	40,6	50	43,2	1,5 de novos consum. 10,7 p/138/13.8kV	34,0	50
ETA 8	39,1	-	39,1	50	41,5	28,8 p/138/13.8 kV	12,7	50
ETA 9	44,6	-	44,6	50	48,2	3 p/138/13.8 kV	45,2	58
ETA 10	46,5	5,4 p/ETA 15	41,2	30+58	44,7	-	44,7	30+58
ETA 11	46,1	14,1 p/138/13,8 kV	32,0	50	34,1	1,0 de novos consum. 6,5 de ETA 18	41,6	50
ETA 12	41,3	5,3 de 138/13.8 kV 14,0 p/138/13.8 kV	32,6	50	35,4	2,2 p/138/13.8 kV	33,2	50

QUADRO A.2 - Evolução das demandas das estações transformadoras - Alternativa A

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 13	14,4	-	14,4	20	16,4	-	16,4	58
ETA 14	40,6	4,0 de novos consum. 3,0 p/138/13.8 kV	41,6	58	44,2	7,5 p/138/13.8 kV	36,7	58
ETA 15	36,9	5,4 de ETA 10	42,3	58	46,2	-	46,2	58
ETA 16	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 17	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 18	57,0	6,0 p/ETA 2	51,0	58	53,0	6,5 p/ETA 11	46,5	58
ETA 19	19,4	2,0 de novos consum.	21,4	58	22,6	2,4 de ETA 21 1 de ETA	26,0	58
ETA 20	42,0	1,5 de consum. rural	43,5	1x30+ 36	47,0	0,5 de consum. rural	47,5	1x30+ 36
ETA 21	19,0	-	19,0	2x10	19,7	0,5 de cons. rural 2,4 p/ETA 19	17,8	2x10
ETA 22	26,6	0,5 de cons. rural	27,1	58	29,8	-	29,8	58
ETA 23	3,3	-	3,3	1x5	3,9	0,5 de cons. rural	4,4	1x5
ETA 24	3,5	-	3,5	1x10	4,1	-	4,1	1x10
ETA 25	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.3 - Continuação - Alternativa A

ESTAÇÃO	03						04					
	MVA						MVA					
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.
ETA 1	33,0	9 de ETA 6	42,0	2x58	45,0	-	45,0	2x58		-	45,0	2x58
ETA 2	31,0	-	31,0	58	32,0	-	32,0	58		-	32,0	58
ETA 3	-	17,5 de ETA 9	20,5	58	22,9	1,2 p/138/13.8 kV	21,7	58			21,7	58
ETA 4	90,8	19,8 p/138/13.8kV	71,0	50+2x 25	75,0	8,0 de ETA 9	69,8	2x58			69,8	2x58
ETA 5	24,6	4,0 de ETA 7 13,1 p/ETA 17	15,5	25	16,9	-	16,9	25		-	16,9	25
ETA 6	9,0	9,0 p/ETA 1	-	(*)	-	-	-	-		-	-	-
ETA 7	36,4	4,0 p/ETA 5	32,4	50	34,4	-	34,4	50		-	34,4	50
ETA 8	13,4	-	13,4	50	14,1	-	14,1	50		-	14,1	20
ETA 9	48,5	17,5 p/ETA 3	31,0	58	33,0	8 p/ETA 4 7,0 de ETA 11	32,0	58			32,0	58
ETA 10	48,5	6,7 de ETA 15 15,9 p/ETA 16 13.8/ 25 10,3 p/138/13.8 kV	29,0	30+58	32,9	-	32,9	30+58		-	32,9	30+58
ETA 11	44,3	2,0 de novos consum. 7,5 p/ETA 18	38,8	50	41,8	7 p/ETA 9	34,8	50			34,8	58

(*) desmontada no ano 03

QUADRO A.4 - Continuação - Alternativa A

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.
ETA 12	36,0	2,3 p/138/13.8 kV	33,7	50	36,5	-	36,5	58
ETA 13	17,4	-	17,4	58	19,5	-	19,5	58
ETA 14	38,7	-	38,7	58	40,9	9,1 p/138/13.8 kV	31,8	58
ETA 15	49,8	6,7 p/ETA 10	31,2	58	33,6	-	33,6	58
ETA 16	-	1 de novos consum. 15,9 de ETA 10 11,9 de ETA 15	28,8	58	31,8	-	31,8	58
ETA 17	-	2,0 de novos consum. 13,1 de ETA 5	15,1	58	15,7	-	15,7	58
ETA 18	48,0	7,5 de ETA 11	55,5	2x58	57,0	-	57,0	2x58
ETA 19	27,2	0,4 de ETA 20	27,6	58	29,3	6 de ETA 21	35,3	58
ETA 20	51,7	21,4 p/ETA 25 0,4 p/ETA 19	29,9	1x30+ 36	31,8	-	31,8	1x30+ 36
ETA 21	18,7	0,15 de cons. rural	19,2	58	20,1	6,0 p/ETA 19 0,5 de cons.rural	14,6	58
ETA 22	32,2	5 p/ETA 25 0,5 de cons.rural 2,0 de novos cons.	29,7	58	32,2	1,0 de cons.rural	33,2	58

QUADRO A.5 - Continuação - Alternativa A.

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 23	4,5	-	4,5	1x5	4,9	0,5 de cons.rural	5,4	1x10
ETA 24	4,4	-	4,4	1x10	4,7	-	4,7	1x10
ETA 25	-	21,4 de ETA 20 5,0 de ETA 22 0,5 de cons.rural	26,9	58	29,2	-	29,2	58
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.6 - Continuação - Alternativa A

ESTAÇÃO	05				06			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.
ETA 1	48,0	-	48,0	2x58	51,0	-	51,0	2x80(*)
ETA 2	33,0	-	33,0	58	34,0	-	34,0	58
ETA 3	24,1	-	24,1	58	26,8	-	26,8	58
ETA 4	73,7	9,0 p/ETA 9	64,7	2x58	67,8	-	67,8	2x58
ETA 5	18,3	-	18,3	58	19,7	-	19,7	58
ETA 7	36,4	10 p/ETA 12 5,8 p/138/13.8 kV	20,6	58	22,3	-	22,3	58
ETA 8	14,9	8,9 p/138/13.8 kV	6,0	20	6,0	-	6,0	20
ETA 27	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 9	33,0	9,0 de ETA 4 12,0 p/ETA 11	30,0	58	31,0	-	31,0	58
ETA 10	35,9	-	35,9	30+58	39,1	3,0 de ETA 16 20,9 p/138/13.8 kV	21,2	30+58
ETA 11	37,5	20,5 p/138/13.8 kV 12,0 de ETA 9	29,0	58	30,0	-	30,0	58
ETA 12	39,3	10,0 de ETA 7 28,3 p/138/13.8 kV	21,0	58	22,0	-	22,0	58

(*) conversão para 34.5 kv
 QUADRO A.7 - Continuação - Alternativa A

ESTAÇÃO	05				06			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA -	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA -	CAPAC.
ETA 13	20,9	-	20,9	58	23,4	0,9 de ETA 15	24,3	58
ETA 14	33,2	-	33,2	58	34,4	-	34,4	58
ETA 15	36,0	-	36,0	58	38,7	0,9 p/ETA 13	37,8	58
ETA 16	34,8	-	34,8	58	38,1	3,0 p/ETA 10	35,1	58
ETA 17	17,2	-	17,2	58	17,9	-	17,9	58
ETA 18	58,0	-	58,0	2x58	59,0	-	59,0	2x58
ETA 19	37,6	-	37,6	58	39	-	39	58
ETA 20	34,3	-	34,3	1x30+ 36	36,9	-	36,9	1x30+ 36
ETA 21	15,8	-	15,8	58	16,9	-	16,9	58
ETA 22	35,7	-	35,7	58	38,4	-	38,4	58
ETA 23	6,1	-	6,1	1x10	6,6	-	6,6	1x10
ETA 24	5,2	-	5,2	1x10	5,5	-	5,5	1x10
ETA 25	31,7	-	31,7	58	34,8	-	34,8	58
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.8 - Continuação - Alternativa A

ESTAÇÃO	07						08					
	MVA						MVA					
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 1	54,0	-	43,0	2x80	57,0	-	57,0	2x80	57,0	-	57,0	2x80
ETA 2	35,0	-	35,0	58	36,0	-	36,0	58	36,0	-	36,0	58
ETA 3	29,6	-	29,6	58	32,6	-	32,6	58	32,6	-	32,6	58
ETA 4	71,2	24,2 p/138/13.8 kV	47,0	2x58	48,0	-	48,0	2x58	48,0	-	48,0	2x58
ETA 5	21,1	-	21,1	58	22,6	-	22,6	58	22,6	-	22,6	58
ETA 7	24,0	5,0 p/138/13.8 kV	19,0	58	20,5	-	20,5	58	20,5	-	20,5	58
ETA 8	6,0	-	6,0	20	6,0	-	6,0	20	6,0	-	6,0	20
ETA 27	-	4,3 de ETA 13 16,2 de ETA 15	20,5	58	23,0	-	23,0	58	23,0	-	23,0	58
ETA 9	32,0	-	32,0	58	33,0	-	33,0	58	33,0	-	33,0	58
ETA 10	22,7	5,7 p/138/13.8 kV	17,0	30+58	18,0	-	18,0	30+58	18,0	-	18,0	30+58
ETA 11	31,0	-	31,0	58	32,0	-	32,0	58	32,0	-	32,0	58
ETA 12	23,0	-	23,0	58	24,0	-	24,0	58	24,0	-	24,0	58
ETA 13	26,0	4,3 p/ETA .27	21,7	58	24,0	-	24,0	58	24,0	-	24,0	58
ETA 14	35,8	-	35,8	58	37,2	-	37,2	58	37,2	-	37,2	58

QUADRO A.9 - Continuação - Alternativa A

ESTAÇÃO	07				08			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 15	40,5	8,0 de ETA 16 16,2 p/ETA 27	32,3	58	34,8	8 p/138/13.9 kV	26,8	58
ETA 16	38,7	8 p/ETA 15	30,7	58	33,8	9,3 p/138/13.8 kV	24,5	58
ETA 17	19,7	-	19,7	58	20,5	-	20,5	58
ETA 18	10,0	-	60,0	2x58	61,0	-	61,0	2x58
ETA 28	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 19	40,8	1,8 p/ETA 20	39,0	58	40,5	6,0 p/ETA 21 1,9 de ETA 20	36,4	58
ETA 20	39,7	1,8 de ETA 19	41,5	1x30+ 36	44,7	2,6 p/ETA 26 1,9 p/ETA 19	40,2	1x30+ 36
ETA 21	18,0	-	18,0	58	19,2	6 de ETA 19	25,2	58
ETA 22	42,1	15,7 p/138/13.8 kV	26,4	58	28,6	-	28,6	58
ETA 23	7,2	-	7,2	1x10	7,6	-	7,6	1x10
ETA 24	6,1	-	6,1	1x10	6,5	-	6,5	1x10
ETA 25	37,8	-	37,8	58	41,0	19,8 p/ETA 26	21,7	58
ETA 26	-	-	-	-	-	19,8 de ETA 25 2,6 de ETA 20	22,4	58

QUADRO A.10 - Continuação - Alternativa A

ESTAÇÃO	09					10				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN - DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN - DA	CAPAC.		
ETA 1	60,0	15 S. Antônio 13.8 kV 15 de R.Larga 13.8kV 30 p/ETA 28 - 34.5 kV	60,0	2x80	63,0	-	63,0	2x80		
ETA 2	37,0	-	37,0	58	38,0	-	38,0	58		
ETA 3	35,8	-	35,8	58	38,7	-	38,7	58		
ETA 4	49,0	-	49,0	2x58	51,0	-	51,0	2x58		
ETA 5	24,1	-	24,1	58	25,7	-	25,7	58		
ETA 7	22,0	-	22,0	58	23,5	-	23,5	58		
ETA 8	6,0	-	6,0	20	6,0	-	6,0	20		
ETA 27	25,5	-	25,5	58	28,2	-	28,2	58		
ETA 9	34,0	-	34,0	58	35,0	-	35,0	58		
ETA 10	19,0	-	19,0	30+58	27,5	-	27,5	30+58		
ETA 11	33,0	-	33,0	58	34,0	-	34,0	58		
ETA 12	25,0	-	25,0	58	26,0	-	26,0	58		
ETA 13	25,6	-	25,6	58	28,2	-	28,2	58		

QUADRO A.11 - Continuação - Alternativa A

ESTAÇÃO	09				10			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA -	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA -	CAPAC.
ETA 14	38,7	-	38,7	58	40,2	-	40,2	58
ETA 15	28,6	-	28,6	58	30,4	-	30,4	58
ETA 16	26,8	-	26,8	58	30,0	-	30,0	58
ETA 17	22,3	-	22,3	58	23,7	-	23,7	58
ETA 18	62,0	-	62,0	2x58	63,0	-	63,0	2x58
ETA 28	-	32 de S. Antônio 13.8 kV 30 de ETA 1	62,0	2x80 (*)	65,0	42 de S. Antônio 13.8kV 20 de R. Larga 23 de ETA 1	150,0	2x80
ETA 19	38,6	-	38,6	58	41,1	4 p/ETA 21	37,1	58
ETA 20	43,6	-	43,6	1x30+ 36	50,4	24,3 p/B. Pirai 138/13.8 kV	26,1	1x30+ 36
ETA 21	27,0	-	27,0	58	29,1	4 de ETA 21	33,1	58
ETA 22	30,8	-	30,8	58	33,0	-	33,0	58
ETA 23	8,3	-	8,3	1x10	10,5	-	10,5	1x10
ETA 24	7,1	-	7,1	1x10	7,7	-	7,7	1x10
ETA 25	24,2	-	24,2	58	28,7	-	28,7	58
ETA 26	24,5	-	24,5	58	27,6	-	27,6	58

(*) conversão para 34.5 kV

QUADRO A.12 - Continuação - Alternativa A

ESTAÇÃO	01					02				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.		
ETA 1	-	-	-	-	-	9,0 de novos consum. 20,0 de ETA 6	29,0	2x58		
ETA 2	-	23,0 de ETA 6	29,0	58	30,0	-	30,0	58		
ETA 3	-	-	-	-	-	-	-	-		
ETA 4	86,7	-	86,7	50+2x 25	92,1	8,4 p/138/13,8 kV 1,9 de novos consum.	85,6	50+2x 25		
ETA 5	23,2	1,5 de novos consum. 3,4 p/ETA 7	21,3	25	23,0	-	23,0	25		
ETA 6	96,0	23,0 p/ETA 2	73,0	2x50+ 1x25	91,0	62,0 p/138/13,8 kV 20,0 p/ETA 1	9,0	1x50		
ETA 7	39,7	2,5 p/138/13,8 kV 3,4 de ETA 5	40,6	50	43,2	1,5 de novos consum. 10,7 p/138/13,8 kV	34,0	50		
ETA 8	39,1	-	39,1	50	41,5	28,8 p/138/13,8 kV	12,7	50		
ETA 9	44,6	-	44,6	2x25	48,2	3,0 p/138/13,8 kV	45,2	58		
ETA 10	46,5	5,4 p/ETA 15	41,2	30+58	44,7	-	44,7	30+58		
ETA 11	46,1	14,1 p/138/13,8 kV	32,0	50	34,1	1,0 de novos consum. 6,5 de ETA 18	41,6	50,0		

QUADRO A.13 - Evolução das demandas das estações transformadoras - Alternativa B

ESTAÇÃO	01					02				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.		
ETA 12	41,3	5,3 de 138/13.8 kV 14,0 p/138/13.8 kV	32,6	50	35,4	2,2 p/138/13.8 kV	33,2	50,0		
ETA 13	14,4	-	14,4	20	16,4	-	16,4	58		
ETA 14	40,6	4,0 de novos consum. 3,0 p/138/13.8 kV	41,6	58	44,2	7,5 p/138/13.8 kV	36,7	58		
ETA 15	36,9	5,4 de ETA 10	42,3	58	46,2	-	46,2	58		
ETA 16	-	-	-	-	-	-	-	-		
ETA 17	-	-	-	-	-	-	-	-		
ETA 18	57,0	6,5 p/ETA 2 0,5 de novos cons.	51,0	58	53,0	6,5 p/ETA 11	46,5	58		
ETA 19	19,4	2,0 de novos consum.	21,4	58	22,6	2,4 de ETA 21 1 de ETA	20,6	58		
ETA 20	42,0	1,5 de consumidores rural	43,5	1x30+ 36	47,0	0,5 de cons.rural	47,5	1x30+ 36		
ETA 21	19,0	-	19,0	2x10	19,7	0,1 de cons.rural 2,4 p/ETA 19	17,8	2x10		
ETA 22	26,6	0,5 de cons.rural	27,1	58	29,8	-	29,8	58		
ETA 23	3,3	-	3,3	1x5	3,9	0,5 de cons.rural	4,4	1x5		

QUADRO A.14 - Continuação - Alternativa B

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 24	3,5	-	3,5	1x10	4,1	-	4,1	1x10
ETA 25	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.15 - Continuação - Alternativa B

ESTAÇÃO	03						04					
	MVA						MVA					
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.
ETA 1	33,0	9,0 de ETA 6	42,0	2x58	45,0	-	2x58	45,0	-	45,0	2x58	
ETA 2	31,0	-	31,0	58	32,0	-	58	32,0	-	32,0	58	
ETA 3	-	17,5 de ETA 9	20,5	58	22,9	1,2 p/138/13 kV	58	21,7	58	21,7	58	
ETA 4	90,8	19,8 p/138/13.8 kV	71,0	50+2x 25	75,0	13,2 p/138/13.8 kV	50+2x 25	61,8	2x58	61,8	2x58	
ETA 5	24,6	4,9 de ETA 7 13,1 p/ETA 17	15,5	58	16,9	-	58	16,9	58	16,9	58	
ETA 6	9,0	9,0 p/ETA 1	-	(*)	-	-	(*)	-	-	-	-	
ETA 7	36,4	4,0 p/ETA 5	32,4	50	34,4	-	50	34,4	50	34,4	50	
ETA 8	13,4	-	13,4	50	14,1	-	50	14,1	20	14,1	20	
ETA 9	48,5	17,5 p/ETA 3	31,0	58	33,0	-	58	33,0	58	33,0	58	
ETA 10	48,5	15,9 p/ETA 16	29,0	30+58	33,0	-	30+58	33,0	30+58	33,0	30+58	
ETA 11	43,0	2,0 de novos consum. 7,5 p/ETA 18	37,5	50	41,8	-	50	41,8	58	41,8	58	
ETA 12	36,0	2,3 p/138/13.8 kV	33,7	50	36,5	-	50	36,5	58	36,5	58	
ETA 13	17,4	-	17,4	58	19,5	-	58	19,5	58	19,5	58	

(*) desmontada no ano 03.
 QUADRO A.16 - Continuação - Alternativa B

ESTAÇÃO	03					04				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.		
ETA 14	38,7	-	38,7	58	40,9	9,1 p/138/13.8 kV	31,8	58		
ETA 15	49,8	11,9 p/ETA 16 6,7 p/ETA 10	31,2	58	33,6	-	33,6	58		
ETA 16	-	1,0 de novos consum. 15,9 de ETA 10 11,9 de ETA 15	28,8	58	31,8	-	31,8	58		
ETA 17	-	2,0 de novos consum. 13,1 de ETA 5	15,1	58	15,7	-	15,7	58		
ETA 18	48,0	7,5 de ETA 11	55,5	2x58	57,0	-	57,0	2x58		
ETA 19	27,2	0,4 de ETA 20	27,6	58	29,3	6 de ETA 21	35,3	58		
ETA 20	51,7	21,4 p/ETA 25 0,4 p/ETA 19	29,9	1x30+ 36	31,8	-	31,8	1x30+ 36		
ETA 21	18,9	0,5 de cons.rural	19,4	58	20,3	6 p/ETA 19 0,5 de cons. rural	14,8	58		
ETA 22	32,2	5,0 p/ETA 25 0,5 de cons.rural 2,0 de novos consum.	29,7	58	32,2	1,0 de novos cons.	33,2	58		
ETA 23	4,5	-	4,5	1x5	4,9	0,5 de cons.rural	5,4	1x10		

QUADRO A.17 - Continuação - Alternativa B

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 24	4,4	-	4,4	1x10	4,7	-	4,7	1x10
ETA 25	-	21,4 de ETA 20 5,0 de ETA 22 0,5 de cons.rural	26,9	58	29,2	-	29,2	58
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.18 - Continuação - Alternativa B.

ESTAÇÃO	05				06			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	48,0	-	48,0	2x58	51,0	-	51,0	2x80(*)
ETA 2	33,0	-	33,0	58	34,0	-	34,0	58
ETA 3	24,1	-	24,1	58	26,8	-	26,8	58
ETA 4	65,7	-	65,7	2x58	68,8	-	68,8	2x58
ETA 5	18,3	-	18,3	58	19,7	-	19,7	58
ETA 7	36,4	10,0 p/ETA 12 5,8 p/138/13.8 kv	20,6	58	22,3	-	22,3	58
ETA 8	14,9	8,9 p/138/13.8 kv	6,0	20	6,0	-	6,0	20
ETA 27	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 9	34,0	-	34,0	58	35,0	-	35,0	58
ETA 10	35,9	-	35,9	30+58	39,1	3,0 de ETA 16	21,2	30+58
ETA 11	44,5	20,5 p/138/13.8 kv	24,0	58	25,0	-	25,0	58
ETA 12	39,3	10,0 de ETA 7	21,0	58	22,0	-	22,0	58
ETA 13	20,9	-	20,9	58	23,4	-	23,4	58

(*) conversão para 34,5 kv
QUADRO A.19 - Continuação - Alternativa B

ESTAÇÃO	05				06			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 14	33,1	-	33,1	58	34,4	-	34,4	58
ETA 15	36,0	-	36,0	58	38,7	-	38,7	58
ETA 16	34,8	-	34,8	58	38,1	3,0 p/ETA 10	35,1	58
ETA 17	17,2	-	17,2	48	17,9	-	17,9	58
ETA 18	58,0	-	58,0	2x58	59,0	-	59,0	2x58
ETA 19	37,6	-	37,6	58	39,0	-	39,0	58
ETA 20	34,3	-	34,3	1x30+ 36	36,9	-	36,9	1x30+ 36
ETA 21	15,9	-	15,9	58	16,9	-	16,9	58
ETA 22	35,7	-	35,7	58	38,4	-	38,4	58
ETA 23	6,1	-	6,1	1x10	6,6	-	6,6	1x10
ETA 24	5,2	-	5,2	1x10	5,5	-	5,5	1x10
ETA 25	31,7	-	31,7	58	34,8	-	34,8	58
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.20 - Continuação - Alternativa B

ESTAÇÃO	07				08			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	54,0	-	54,0	2x80	57,0	-	57,0	2x80
ETA 2	35,0	-	35,0	58	36,0	-	36,0	58
ETA 3	29,6	-	29,6	58	32,7	-	32,7	2x58
ETA 4	72,2	-	48,0	2x58	49,0	-	49,0	2x58
ETA 5	21,1	-	21,1	58	22,6	-	22,6	58
ETA 7	24,0	5,0 p/138/13.8 kV	19,0	58	20,5	-	20,5	58
ETA 8	6,0	-	6,0	20	6,0	-	6,0	20
ETA 27	-	3,3 de ETA 13 17,2 de ETA 15	20,5	58	23,0	-	23,0	58
ETA 9	36,0	-	36,0	58	37,0	-	37,0	58
ETA 10	22,7	-	22,7	30+58	24,2	-	24,2	30+58
ETA 11	26,0	-	26,0	58	27,0	-	27,0	58
ETA 12	23,0	-	23,0	58	24,0	-	24,0	58
ETA 13	25,0	3,3 p/ETA 27	21,7	58	24,0	-	24,0	58

QUADRO A.21 - Continuação - Alternativa B

07		08						
MVA		MVA						
ESTACÃO	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA -	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA -	CAPAC.
ETA 14	35,8	-	35,8	58	37,2	-	37,2	58
ETA 15	41,5	17,2 p/ETA 27	24,3	58	26,1	3,0 p/138/13.8 kV	23,1	58
ETA 16	38,7	-	38,7	58	42,5	14,3 p/138/13.8 kV	28,2	58
ETA 17	19,7	-	19,7	58	20,5	-	20,5	58
ETA 18	60,0	-	60,0	2x58	61,0	-	61,0	2x58
ETA 28	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 19	41,0	1,8 p/ETA 20	39,2	58	40,5	6,0 p/ETA 21 1,9 de ETA 20	36,4	58
ETA 20	39,7	1,8 de ETA 19 2,6 p/ETA 26	38,9	1x30+ 36	41,9	1,9 de ETA 19	43,8	1x30+ 36
ETA 21	18,1	-	18,1	58	19,3	6 de ETA 19	25,3	58
ETA 22	42,1	15,7 p/138/13.8 kV	26,4	58	28,5	-	28,5	58
ETA 23	7,2	-	7,2	1x10	7,6	-	7,6	1x10
ETA 24	6,1	-	6,1	1x10	6,5	-	6,5	1x10
ETA 25	37,8	13,8 p/ETA 26	18,0	58	19,5	-	19,5	58
ETA 26	-	19,8 de ETA 25 2,6 de ETA 20	22,4	58	24,5	-	24,5	58

ESTAÇÃO	09				10			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.
ETA 1	60,0	-	60,0	2x58	63,0	-	63,0	2x58
ETA 2	37,0	-	37,0	58	38,0	-	38,0	58
ETA 3	35,8	-	35,8	2x58	38,7	-	38,7	2x58
ETA 4	50,0	-	50,0	2x58	51,0	-	51,0	2x58
ETA 5	24,1	-	24,1	58	25,7	-	25,7	58
ETA 7	22,0	-	22,0	58	23,5	-	23,5	58
ETA 8	6,0	-	6,0	20	6,0	-	6,0	20
ETA 27	25,5	-	25,5	58	28,2	-	28,2	58
ETA 9	38,0	-	38,0	58	39,0	-	39,0	58
ETA 10	25,8	-	25,8	30+58	27,5	-	27,5	30+58
ETA 11	28,0	-	28,0	58	29,0	-	29,0	58
ETA 12	25,0	-	25,0	58	26,0	-	26,0	58
ETA 13	25,6	-	25,6	58	28,2	-	28,2	58
ETA 14	38,7	-	38,7	58	40,2	-	40,2	58

QUADRO A.23 - Continuação - Alternativa B

ESTAÇÃO	09				10			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 15	24,6	-	24,6	58	26,2	-	26,2	58
ETA 16	30,8	-	30,8	58	33,6	-	33,6	58
ETA 17	22,3	-	22,3	58	23,7	-	23,7	58
ETA 18	62,0	-	62,0	2x58	63,0	-	63,0	2x58
ETA 28	-	31 de S.Ant. 13,8kV 30,0 de ETA 1 34.5kV	62,0	2x80 (*)	65,0	42 de S. Antonio 13.8kV 20 de R. Larga 23 de ETA 1	150,0	2x80
ETA 19	38,6	-	38,6	58	41,0	4,0 p/ETA 21	37,0	58
ETA 20	46,4	-	46,4	1x30+ 36	54,9	24,3 p/B. Pirañ 138/13.8 kV	30,6	1x30+ 36
ETA 21	27,0	-	27,0	58	29,0	-	33,0	58
ETA 22	30,8	-	30,8	58	33,0	-	33,0	58
ETA 23	8,3	-	8,3	1x10	10,5	-	10,5	1x10
ETA 24	7,1	-	7,1	1x10	7,7	-	7,7	1x10
ETA 25	21,7	-	21,7	58	25,7	-	28,7	58
ETA 26	27,6	-	27,6	58	31,1	-	31,1	58

(*) conversão para 34.5 kV

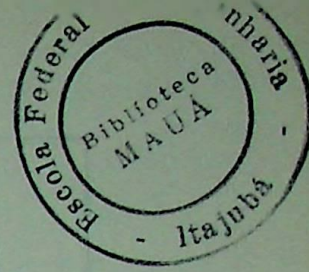
QUADRO A.24 - Continuação - Alternativa B

ESTAÇÃO	01					02				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.		
ETA 1	-	-	-	-	-	20.0 de ETA 6 9.0 de novos cons.	29.0	2x58		
ETA 2	-	23.0 de ETA 6 6.0 de ETA 18	29.0	58	30.0	-	30.0	58		
ETA 3	-	-	-	-	-	-	-	-		
ETA 4	86.7	-	86.7	50+2x 25	92.1	8.4 p/138/13.8 kV 1.9 de novos cons.	85.6 25	50+2x 25		
ETA 5	23.2	3.4 p/ETA 7 1.5 de novos cons.	21.3	25	23.0	-	23.0	25		
ETA 6	96.0	23.0 p/ETA 2	73.0	2x50+ 1x25	91.0	20.0 p/R. Larga 62.0 p/138/13.8kV	9.0	50		
ETA 7	39.7	2.5 p/138/13.8 kV 3.4 de ETA 5	40.6	50	43.2	10.7 p/138/13.8 kV 1.5 de novos cons.	34.0	50		
ETA 8	39.1	-	39.1	50	41.5	28.8 p/138/13.8 kV	12.7	50		
ETA 9	44.6	-	44.6	2x25	48.2	3.0 p/138/13.8 kV	45.2	58		
ETA 10	46.5	5.4 p/ETA 15	41.2	30+58	44.7	-	44.7	30+58		
ETA 11	46.1	14.1 p/138/13.8 kV	32.0	50	34.1	6.5 de ETA 18 1.0 de novos cons.	41.6	50		

QUADRO A.25 - Evolução das demandas das estações transformadoras - Alternativa C

ESTAÇÃO	01				02			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 12	41.3	5.3 de 138/13.8 kV 14.0 p/138/13.8 kV	32.6	50	35.4	2.2 p/138/13.8 kV	33.2	50
ETA 13	14.4	-	14.4	20	16.4	-	16.4	58
ETA 14	40.6	3.0 p/138/13.8 kV 4.0 de novos cons.	41.6	58	44.2	7.5 p/138/13.8 kV	36.7	58
ETA 15	36.9	5.4 de ETA 10	42.3	58	46.2	-	46.2	58
ETA 16	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 17	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 18	57.0	6.0 p/ETA 2	51.0	58	53.0	6.5 p/ETA 11	46.5	58
ETA 19	19.4	2.0 de novos cons.	21.4	58	22.6	2.4 de ETA 21 1.0 de cons.rural	26.0	58
ETA 20	42.0	1.5 de cons.rural	43.5	1x30+ 36	47.0	0.5 de cons.rural	47.5	1x30+ 36
ETA 21	19.0	-	19.0	2x10	19.7	0.5 de cons.rural 2.4 p/ETA 19	17.8	2x10
ETA 22	26.6	0.5 de cons.rural	27.1	58	29.8	-	29.8	58
ETA 23	3.3	-	3.3	1x5	3.9	0.5 de cons.rural	4.4	1x5

QUADRO A.26 - Continuação - Alternativa C



ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 24	3.5	-	3.5	1x10	4.1	-	4.1	1x10
ETA 25	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.27 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	03					04				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.		
ETA 1	33.0	9.0 de ETA 6	42.0	2x58	45.0	-	45.0	2x58		
ETA 2	31.0	-	31.0	58	32.0	-	32.0	58		
ETA 3	-	17.5 de ETA 9 3.0 de novos cons.	20.5	36	22.9	1.2 p/138/13.8 kV	21.7	36		
ETA 4	90.8	19.8 p/138/13.8 kV	71.0	50+2x 25	75.0	13.2 p/138/13.8 kV	61.8	3x36		
ETA 5	24.6	13.2 p/ETA 17 4.0 de ETA 7	15.5	25	16.9	-	16.9	25		
ETA 6	9.0	9.0 p/R. Larga	-	(*)	-	-	-	-		
ETA 7	36.4	4.0 p/ETA 5	32.4	50	34.4	10.0 p/ETA 12	24.4	50		
ETA 8	13.4	-	13.4	50	14.1	-	14.1	20		
ETA 27	-	-	-	-	-	-	-	-		
ETA 9	48.5	17.5 p/ETA 3	31.0	58	33.0	-	33.0	58		
ETA 10	48.5	15.9 p/ETA 16 10.3 p/138/13.8kV 6.7 de ETA 15	29.0	30+58	32.9	-	32.9	30+58		

(*) desmontada no ano 03
 QUADRO A.28 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	03					04				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.		
ETA 1	33.0	9.0 de ETA 6	42.0	2x58	45.0	-	45.0	2x58		
ETA 2	31.0	-	31.0	58	32.0	-	32.0	58		
ETA 3	-	17.5 de ETA 9. 3.0 de novos cons.	20.5	36	22.9	1.2 p/138/13.8 kV	21.7	36		
ETA 4	90.8	19.8 p/138/13.8 kV	71.0	50+2x 25	75.0	13.2 p/138/13.8 kV	61.8	3x36		
ETA 5	24.6	13.2 p/ETA 17 4.0 de ETA 7	15.5	25	16.9	-	16.9	25		
ETA 6	9.0	9.0 p/R. Larga	-	(*)	-	-	-	-		
ETA 7	36.4	4.0 p/ETA 5	32.4	50	34.4	10.0 p/ETA 12	24.4	50		
ETA 8	13.4	-	13.4	50	14.1	-	14.1	20		
ETA 27	-	-	-	-	-	-	-	-		
ETA 9	48.5	17.5 p/ETA 3	31.0	58	33.0	-	33.0	58		
ETA 10	48.5	15.9 p/ETA 16 10.3 p/138/13.8kV 6.7 de ETA 15	29.0	30+58	32.9	-	32.9	30+58		

(*) desmontada no ano 03
 QUADRO A.28 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	03				04			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.
ETA 11	43.0	7.5 p/ETA 18 2.0 de novos cons.	37.8	50	41.8	20.5 p/138/13.8 kV	21.3	36
ETA 12	36.0	2.3 p/138/13.8 kV	33.7	50	36.5	10.0 de ETA 7 28.3 p/138/13.8 kV	18.2	36
ETA 13	17.4	-	17.4	58	19.5	-	19.5	58
ETA 14	38.7	-	38.7	58	40.9	9.1 p/138/13.8 kV	31.8	58
ETA 15	49.8	11.9 p/ETA 16 6.7 p/ETA 10	31.2	58	33.6	-	33.6	58
ETA 16	-	15.9 de ETA 10 11.9 de ETA 15 1.0 de novos cons.	28.8	36	31.8	-	31.8	36
ETA 17	-	13.1 de ETA 5 2.0 de novos cons.	15.1	36	15.7	-	15.7	36
ETA 18	48.0	7.5 de ETA 11	55.5	2x58	57.0	-	57.0	2x58
ETA 19	27.2	0.4 de ETA 20	27.6	58	29.8	6.0 de ETA 21	35.3	58
ETA 20	51.7	21.4 p/ETA 25 0.4 p/ETA 19	29.9	1x30+ 36	31.8	-	31.8	1x30+ 36

QUADRO A.29 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 21	18.7	0.5 de cons.rural	19.2	36	20.1	6.0 p/ETA 19 0.5 de cons.rural	14.6	36
ETA 22	32.2	50 p/ETA 25 0.5 de cons.rural 2.0 de novos cons.	29.7	58	32.2	1.0 de cons.rural	33.2	58
ETA 23	4.5	-	4.5	1x5	4.9	0.5 de cons.rural	5.4	1x10
ETA 24	4.4	-	4.4	1x10	4.7	-	4.7	1x10
ETA 25	-	21.4 de ETA 20 5.0 de ETA 22 0.5 de cons.rural	26.9	36	29.2	-	29.2	36
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.30 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	05					06						
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	48.0	-	48.0	2x58	51.0	-	51.0	2x80(*)				
ETA 2	33.0	-	33.0	58	34.0	-	34.0	58				
ETA 3	24.1	-	24.1	36	26.8	-	26.8	36				
ETA 4	65.7	-	65.7	3x36	68.8	-	68.8	3x36				
ETA 5	18.3	-	18.3	36	19.7	-	19.7	36				
ETA 7	26.4	5.8 p/138/13.8 kV	20.6	36	22.3	-	22.3	36				
ETA 8	14.9	8.9 p/138/13.8 kV	6.0	20	6.0	-	6.0	20				
ETA 27	-	-	-	-	-	-	-	-				
ETA 9	34.0	-	34.0	58	35.0	-	35.0	58				
ETA 10	35.9	-	35.9	30+58	39.1	3.0 de ETA 16 20.9 p/138/13.8 kV	21.2	30+58				
ETA 11	24.0	-	24.0	36	25.0	-	25.0	36				
ETA 12	21.0	-	21.0	36	22.0	-	22.0	36				
ETA 13	20.9	-	20.9	58	23.4	-	23.4	58				
ETA 14	33.1	-	33.1	58	34.4	-	34.4	58				

(*) conversão para 34.5 kV
 QUADRO A.31 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	05				06			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 15	36.0	-	36.0	58	38.7	-	38.7	58
ETA 16	34.8	-	34.8	36	38.0	3.0 p/ETA 10	35.0	36
ETA 17	17.2	-	17.2	36	17.9	-	17.9	36
ETA 18	58.0	-	58.0	2x58	59.0	-	59.0	2x58
ETA 19	37.6	-	37.6	58	39.0	-	39.0	58
ETA 20	34.3	-	34.3	1x30+ 36	36.9	-	36.9	1x30+ 36
ETA 21	15.9	-	15.9	36	16.9	-	16.9	36
ETA 22	35.7	-	35.7	58	38.4	-	38.4	58
ETA 23	6.1	-	6.1	1x10	6.6	-	6.6	1x10
ETA 24	5.2	-	5.2	1x10	5.5	-	5.5	1x10
ETA 25	31.7	-	31.7	36	34.8	-	34.8	36
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.32 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	07				08			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	54.0	-	54.0	2x80	57.0	-	57.0	2x80
ETA 2	35.0	-	35.0	58	36.0	-	36.0	58
ETA 3	29.6	-	29.6	36	32.7	-	32.7	36
ETA 4	72.2	24.2 p/138/13.8 kV	48.0	3x36	49.0	-	49.0	3x36
ETA 5	21.1	-	21.1	36	22.6	-	22.6	36
ETA 7	24.0	5.0 p/138/13.8 kV	19.0	36	20.5	-	20.5	36
ETA 8	6.0	-	6.0	20	6.0	-	6.0	20
ETA 27	-	3.3 de ETA 13 17.2 de ETA 15	20.5	36	23.0	-	23.0	36
ETA 9	36.0	-	36.0	58	37.0	-	37.0	58
ETA 10	22.7	-	22.7	30+58	24.2	-	24.2	30+58
ETA 11	26.0	-	26.0	36	27.0	-	27.0	36
ETA 12	23.0	-	23.0	36	24.0	-	24.0	36
ETA 13	25.0	3.3 p/ ETA 27	21.7	58	24.0	-	24.0	58
ETA 14	35.8	-	35.8	58	37.2	-	37.2	58

QUADRO A.33 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	07					08				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.		
ETA 15	41.5	16.2 p/ ETA 27	24.3	58	26.1	3.0 p/138/13.8 kV	23.1	58		
ETA 16	38.7	-	38.7	36	42.5	14.3 p/138/13.8 kV	28.2	36		
ETA 17	19.7	-	19.7	36	20.5	-	20.5	36		
ETA 18	60.0	-	60.0	2x58	61.0	-	61.0	2x58		
ETA 28	-	-	-	-	-	-	-	-		
ETA 19	41.0	1.8 p/ETA 20	39.2	58	40.5	6.0 p/ETA 21 1.9 de ETA 20	36.4	58		
ETA 20	39.7	1.8 de ETA 19	41.5	1x30+ 36	44.7	2.6 p/ETA 26 1.9 p/ETA 19	40.6	1x30+ 36		
ETA 21	18.0	-	18.0	36	19.2	6.0 de ETA 19	25.2	36		
ETA 22	42.1	15.7 p/138/13.8 kV	26.4	58	28.5	-	28.5	58		
ETA 23	7.2	-	7.2	1x10	7.6	-	7.6	1x10		
ETA 24	6.1	-	6.1	1x10	6.5	-	6.5	1x10		
ETA 25	37.8	-	37.8	36	41.0	19.3 p/ETA 26	21.7	36		
ETA 26	-	-	-	-	-	19.3 de ETA 25 2.6 de ETA 20	21.9	36		

QUADRO A.34 - Continuação - Alternativa.C

ESTAÇÃO	09				10			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	60.0	15.0 de S. Antônio 13.8 kV 15.0 de R. Larga 13.8 kV 30.0 p/ ETA 28 - 34.5 kV	60.0	2x80	63.0	23.0 p/ ETA 28 - 34.5 kV	40.0	2x80
ETA 2	37.0	-	37.0	58	38.0	-	38.0	58
ETA 3	35.8	-	35.8	36	38.7	-	38.7	36
ETA 4	50.0	-	50.0	3x36	51.0	-	51.0	3x36
ETA 5	24.1	-	24.1	36	25.7	-	25.7	36
ETA 7	22.0	-	22.0	36	23.5	-	23.5	36
ETA 8	6.0	-	6.0	20	6.0	-	6.0	20
ETA 27	25.5	-	25.5	36	28.2	-	28.2	36
ETA 9	38.0	-	38.0	58	39.0	-	39.0	58
ETA 10	25.8	-	25.8	30+58	27.5	-	27.5	30+58
ETA 11	28.0	-	28.0	36	29.0	-	29.0	36
ETA 12	25.0	-	25.0	36	26.0	-	26.0	36

QUADRO A.35 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	09				10			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 13	25.6	-	25.6	58	28.2	-	28.2	58
ETA 14	38.7	-	38.7	58	40.2	-	40.2	58
ETA 15	24.6	-	24.6	58	26.2	-	26.2	58
ETA 16	30.8	-	30.8	36	30.8	-	30.8	36
ETA 28	-	32.0 de S. Antonio 13.8 kV 30.0 de ETA 1-34.5kV	62.0	2x50. (*)	65.0	42.0 de S. Antonio 13.8 kV 20.0 de R. Larga 13.8 kV 23.0 de ETA 1-34.5 kV	150.0	3x50
ETA 17	22.3	-	22.3	36	23.7	-	23.7	36
ETA 18	62.0	-	62.0	2x58	63.0	-	63.0	2x58
ETA 19	38.6	-	38.6	58	41.1	-	37.1	58
ETA 20	42.6	-	42.6	1x30+ 36	50.4	24.3 p/138/13.8 kV	26.1	1x30+ 36
ETA 21	27.0	-	27.0	36	29.1	-	33.1	2x36

(*) conversão para 34.5 kV

QUADRO A.36 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	09					10						
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 22	30.8	-	30.8	58	33.0	-	33.0	58	33.0	-	33.0	58
ETA 23	8.3	-	8.3	1x10	10.5	-	10.5	1x10	10.5	-	10.5	1x10
ETA 24	7.1	-	7.1	1x10	7.7	-	7.7	1x10	7.7	-	7.7	1x10
ETA 25	24.2	-	24.2	36	28.7	-	28.7	36	28.7	-	28.7	36
ETA 26	24.0	-	24.0	36	27.6	-	27.6	36	27.6	-	27.6	36

QUADRO A.37 - Continuação - Alternativa C

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	-	-	-	-	-	20.0 de ETA 6 9.0 de novos consu.	29,0	2x58
ETA 2	-	23.0 de ETA 6 6.5 de ETA 18	29,0	58	30,0	-	30,0	58
ETA 3	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 4	86,7	-	86,7	50+2x 25	92,1	8.4 p/138/13.8 kV 1.9 de novos consu.	85,6	50+2x 25
ETA 5	23.2	3.4 p/ETA 7 1.5 de novos consum.	21.3	25	23.0	-	23.0	25
ETA 6	26.0	23.0 p/ETA 2	73.0	2x50+ 1x25	91,0	20.0 p/R. Larga 62,0 p/138/13.8 kV	9.0	1x50
ETA 7	39.7	2.5p /138/13.8 kV 3.4 de ETA 5	40.6	50	43.2	10.7 p/138/13.8 kV 1.5 de novos consu.	34.0	50
ETA 8	39.1	-	39.1	50	41.5	28.8 p/138/13.8 kV	12.7	50
ETA 9	44.6	-	44.6	2x25	48.2	3.0 p/138/13.8 kV	45.2	58
ETA 10	46.5	5.4 p/ETA 15	41.2	30+58	44.7	-	44.7	30+58
ETA 11	46.1	14.1 p/138/13.8 kV	32.0	50	34.1	6.5 de ETA 18 1.0 de novos consu.	41.6	50

QUADRO A.38 - Evolução das demandas das estações transformadoras - Alternativa D

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 12	41.3	5.3 de 138/13.8 kV 14.0 p/138/13.8 kV	32.6	50	35.4	2.2 p/138/13.8 kV	33.2	50
ETA 13	14.4	-	14.4	20	16.4	-	16.4	58
ETA 14	40.6	3.0 p/138/13.8 kV 4.0 de novos consum.	41.6	58	44.2	7.5 p/138/13.8 kV	36.7	58
ETA 15	36.9	5.4 de ETA 10	42.3	58	46.2	-	46.2	58
ETA 16	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 17	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 18	57.0	6.5 de ETA 2 0.5 de novos cons.	51.0	58	53.0	6.5 p/ETA 11	46.5	58
ETA 19	19.4	2.0 de novos cons.	21.4	58	22.6	2.4 de ETA 21 1.0 de cons.rural	26.0	58
ETA 20	42.0	1.5 de cons.rural	43.5	1x30+ 36	47.0	0.5 de cons.rural	47.5	1x30+ 36
ETA 21	19.0	-	19.0	2x10	19.7	0.5 de cons.rural 2.4 p/ETA 19	17.8	2x10
ETA 22	26.6	0.5 de cons.rural	27.1	58	29.8	-	29.8	58
ETA 23	3.3	-	3.3	1x5	3.9	0.5 de cons.rural	4.4	1x5
ETA 24	3.5	-	3.5	1x10	4.1	-	4.1	1x10
ETA 25	-	-	-	-	-	-	-	-

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	33.0	9.0 de ETA 6	42.0	2x58	45.0	-	45.0	2x58
ETA 2	31.0	-	31.0	58	32.0	-	32.0	58
ETA 3	-	17.5 de ETA 9 3.0 de novos consum.	20.5	36	22.9	1.2 p/138/13.9 kV	21.7	36
ETA 4	90.8	19.8 p/138/13.8 kV	71.0	50+2x 25	75.0	13.2 p/138/13.8 kV	61.8	3x36
ETA 5	24.6	13.2 p/ETA 17 4.0 de ETA 7	15.5	36	16.9	-	16.9	36
ETA 6	9.0	9.p p/ETA 1	-	(*)	-	-	-	-
ETA 7	36.4	4.0 p/ETA 5	32.4	50	34,4	10,0 p/ETA-2	24.4	50
ETA 8	13.4	-	13.4	50	14.1	-	14.1	20
ETA 9	48.5	17.5 p/ETA 3	31.0	58	33.0	-	33.0	58
ETA 10	48,5	15.9 p/ETA 16 10.3 p/138/13.8 kV 6.7 de ETA 15	29.0	30+58	32.9	-	32.0	30+50
ETA 11	43.0	7.5 p/ETA 18 2.0 de novos consum.	37.8	50	41.8	20.5 p/138/13.8kV	21.3	36

(*) desmontada no ano 03
 QUADRO A.40 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 12	36.0	2.3 p/138/13.8 kV	33.7	50	36.5	10.0 de ETA 7 28.3 p/138/13.8 kV	18.2	36
ETA 13	17.4	-	17.4	58	19.5	-	19.5	58
ETA 14	38.7	-	38.7	58	40.9	9.1 p/138/13.8 kV	31.8	58
ETA 15	49.8	11.9 p/ETA 16 6.7 p/ETA 10	31.2	58	33.6	-	33.6	58
ETA 16	-	15.9 de ETA 10 11.9 de ETA 15 1.0 de novos consum.	28.8	2x36	31.8	-	31.8	2x36
ETA 17	-	13.1 de ETA 5 2.0 de novos consum.	15.1	36	15.7	-	15.7	36
ETA 18	48.0	7.5 de ETA 11	55.5	2x58	57.0	-	57.0	2x58
ETA 19	27.2	-	27.2	58	29.3	6.0 de ETA 21	35.3	58
ETA 20	51.7	21.4 p/ETA 25 0.4 p/ETA 19	29.9	1x30+ 36	31.8	-	31.8	1+30x 36
ETA 21	18.7	0.5 de cons.rural	19.2	36	20.1	6.0 p/ETA 19 0.5 de cons.rural	14.6	36
ETA 22	32.2	5.0 p/ETA 25 0.5 de cons.rural 2.0 de novos consum.	29.7	58	32.2	1.0 de cons.rural	33.2	58

QUADRO A.41 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 23	4.5	-	4.5	1x5	4.9	0.5 de cons.rural	5.4	1x10
ETA 24	4.4	-	4.4	1x10	4.7	-	4.7	1x10
ETA 25	-	21.4 de ETA 20 5.0 de ETA 22 0.5 de cons.rural	26.9	36	29.2	-	29.2	36
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.43 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	05						06					
	MVA						MVA					
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 1	48.0	-	48.0	2x58	51.0	-	51.0	2x80(*)				
ETA 2	33.0	-	33.0	58	34.0	-	34.0	58				
ETA 3	24.1	-	24.1	36	26.8	-	26.8	2x36				
ETA 4	65.7	-	65.7	3x36	68.8	-	68.8	3x36				
ETA 5	18.3	-	18.3	36	19.7	-	19.7	2x36				
ETA 7	26.4	5.8 p/138/13.8 kV	20.6	36	22.3	-	22.3	36				
ETA 8	14.9	8.9 p/138/13.8 kV	6.0	20	6.0	-	6.0	20				
ETA 27	-	-	-	-	-	-	-	-				
ETA 9	34.0	-	34.0	58	35.0	-	35.0	58				
ETA 10	35.9	-	35.9	30+58	39.1	3.0 de ETA 16 20.9 p/138/13.8 kV	21.2	30+58				
ETA 11	24.0	-	24.0	36	25.0	-	25.0	36				
ETA 12	21.0	-	21.0	36	22.0	-	22.0	36				
ETA 13	20.9	-	20.9	58	23.4	-	23.4	58				

(*) conversão para 34.5 kV
 QUADRO A.43 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	05				06			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 14	33.1	-	33.1	58	34.4	-	34.4	58
ETA 15	36.0	-	36.0	58	38.7	-	38.7	58
ETA 16	34.8	-	34.8	2x36	38.1	3.0 p/ETA 10	35.1	2x36
ETA 17	17.2	-	17.2	36	17.9	-	17.9	36
ETA 18	58.0	-	58.0	2x58	59.0	-	59.0	2x58
ETA 19	37.6	-	37.6	58	39.0	-	39.0	58
ETA 20	34.3	-	34.3	1x30+ 36	36.9	-	36.9	1x30+ 36
ETA 21	15.9	-	15.9	36	16.9	-	16.9	36
ETA 22	35.7	-	35.7	58	38.4	-	38.4	58
ETA 23	6.1	-	6.1	1x10	6.6	-	6.6	1x10
ETA 24	5.2	-	5.2	1x10	5.5	-	5.5	1x10
ETA 25	31.7	-	31.7	36	34.8	-	34.8	36
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.44 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	07				08			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
	MVA				MVA			
ETA 1	54.0	-	54.0	2x80	57.0	-	57.0	2x80
ETA 2	35.0	-	35.0	58	36.0	-	36.0	58
ETA 3	29.6	-	29.6	2x36	32.7	-	32.7	2x36
ETA 4	72.2	24.2 p/138/13.8 kV	48.0	3x36	49.0	-	49.0	3x36
ETA 5	21.2	-	21.1	2x36	22.6	-	22.6	2x36
ETA 7	24.0	5.0 p/138/13.8 kV	19.0	36	20.5	-	20.5	36
ETA 8	6.0	-	6.0	20	6.0	-	6.0	20
ETA 27	-	3.3 de ETA 13 17.2 de ETA 15	20.5	36	23.0	-	23.0	36
ETA 9	36.0	-	36.0	58	37.0	-	37.0	58
ETA 10	22.7	-	22.7	30+58	24.2	-	24.2	30+58
ETA 11	26.0	-	26.0	36	27.0	-	27.0	36
ETA 12	23.0	-	23.0	36	24.0	-	24.0	36
ETA 13	25.0	3.3 p/ ETA 27	21.7	58	24.0	-	24.0	58
ETA 14	35.8	-	35.8	58	37.2	-	37.2	58

QUADRO A.45 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	07				08			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.
ETA 15	41.5	17.2 p/ETA 27	24.3	58	26.1	3.0 p/138/13.8 kV	23.1	58
ETA 16	38.7	-	38.7	2x36	42.5	14.3 p/138/13.8 kV	28.2	2x36
ETA 17	19.7	-	19.7	36	-	-	-	-
ETA 18	60.0	-	60.0	2x58	61.0	-	61.0	1x58
ETA 28	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 19	41.0	1.8 p/ETA 20	39.2	58	40.5	6.0 p/ETA 21 1.9 de ETA 20	36.4	58
ETA 20	39.7	1.8 de ETA 19 2.6 p/ETA 26	38.9	1x30+ 36	42.5	1.9 p/ETA 19	40.6	1x30+ 36
ETA 21	18.0	-	18.0	36	19.2	6.0 de ETA 19	25.2	36
ETA 22	42.1	15.7 p/138/13.8 kV	26.4	58	28.5	-	28.5	58
ETA 23	7.2	-	7.2	1x10	7.6	-	7.6	1x10
ETA 24	6.1	-	6.1	1x10	6.5	-	6.5	1x10
ETA 25	37.8	19.3 p/ETA 26	18.5	36	21.7	-	21.7	36
ETA 26	-	2.6 de ETA 20 19.3 de ETA 25	21.9	36	21.9	-	21.9	36

QUADRO A.46 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	09				10			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	60.0	15.0 de S. Antônio 13.8 kV 15.0 de R. Larga 13.8 kV 30.0 p/ ETA-28 -34.5 kV	60.0	2x80	63.0	23.0 p/ ETA 28. 34.5 kV	40.0	2x80
ETA 2	37.0	-	37.0	58	38.0	-	38.0	58
ETA 3	35.8	-	35.8	2x36	38.7	-	38.7	2x36
ETA 4	50.0	-	50.0	3x36	51.0	-	51.0	3x36
ETA 5	24.1	-	24.1	3x36	25.7	-	25.7	2x36
ETA 7	22.0	-	22.0	36	23.5	-	23.5	36
ETA 8	6.0	-	6.0	20	6.0	-	6.0	20
ETA 27	25.5	-	25.5	36	28.2	-	28.2	36
ETA 9	38.0	-	38.0	58	39.0	-	39.0	58
ETA 10	25.8	-	25.8	30+58	27.5	-	27.5	30+58
ETA 11	28.0	-	28.0	36	29.0	-	29.0	36
ETA 12	25.0	-	25.0	36	26.0	-	26.0	36

QUADRO A.47 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	09					10				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.		
ETA 13	25.6	-	25.6	58	28.2	-	28.2	58		
ETA 14	38.7	-	38.7	58	40.2	-	40.2	58		
ETA 15	24.6	-	24.6	58	26.2	-	26.2	58		
ETA 16	30.8	-	30.8	2x36	30.8	-	30.8	2x36		
ETA 28	-	32.0 de S. Antônio 13.8 kV 30.0 de ETA 1-34.5kV	62.0	2x50 (*)	65.0	42.0 de S. Antônio 13.8 kV 20.0 de R. Larga 13.8 kV 23.0 de ETA 1-34.5 kV	150.0	3x50		
ETA 17	22.3	-	22.3	36	23.7	-	23.7	36		
ETA 18	62.0	-	62.0	2x58	63.0	-	63.0	2x58		
ETA 19	38.6	-	38.6	58	41.0	4.0 p/ETA 21	37.0	58		
ETA 20	42.6	-	42.6	1x30+ 36	50.4	24.3 p/138/13.8 kV	26.1	1x30+ 36		
ETA 21	27.0	-	27.0	36	29.0	-	33.0	2x36		
ETA 22	30.8	-	30.8	58	33.0	-	33.0	58		

(*) Conversão para 34.5 kV
 QUADRO A.48 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	09				10			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 23	8.3	-	8.3	1x10	10.5	-	10.5	1x10
ETA 24	7.1	-	7.1	1x10	7.7	-	7.7	1x10
ETA 25	24.2	-	24.2	36	28.7	-	28.7	36
ETA 26	24.0	-	24.0	36	27.6	-	27.6	36

QUADRO A.49 - Continuação - Alternativa D

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 1	-	-	-	-	-	20 de ETA 6	29,0	2x58
ETA 2	-	23,0 de ETA 6 6,0 de ETA 18	29,0	58	30,0	-	30,0	58
ETA 3	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 4	86,7	-	86,7	50+2x 25	92,1	1,9 de novos consum. 8,4 p/138/13.8 kV	85,6	50+2x 25
ETA 5	23,2	3,4 p/ETA 7 1,5 de novos consum.	21,3	25	23,0	-	23,0	25
ETA 6	96,0	23,0 p/ETA 2	73,0	2x50+ 1x25	91,0	62 p/138/13.8 kV 20 p/ETA 2	9,0	50
ETA 7	39,7	2,5 p/138/13.8 kV 3,4 de ETA 5	40,6	50	43,2	1,5 de novos consum. 10,7 p/138/13.8kV	34,0	50
ETA 8	39,1	-	39,1	50	41,5	28,8 p/138/13.8 kV	12,7	50
ETA 9	44,6	-	44,6	50	48,2	3 p/138/13.8 kV	45,2	58
ETA 10	46,5	5,4 p/ETA 15	41,2	30+58	44,7	-	44,7	30+58
ETA 11	46,1	14,1 p/138/13,8 kV	32,0	50	34,1	1,0 de novos consum. 6,5 de ETA 18	41,6	50
ETA 12	41,3	5,3 de 138/13.8 kV 14,0 p/138/13.8 kV	32,6	50	35,4	2,2 p/138/13.8 kV	33,2	50

QUADRO A.50 - Evolução das demandas das estações transformadoras - Alternativa E

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN - DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN - DA	CAPAC.
ETA 13	14,4	-	14,4	20	16,4	-	16,4	58
ETA 14	40,6	4,0 de novos consum. 3,0 p/138/13.8 kV	41,6	58	44,2	7,5 p/138/13.8 kV	36,7	58
ETA 15	36,9	5,4 de ETA 10	42,3	58	46,2	-	46,2	58
ETA 16	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 17	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 18	57,0	6,0 p/ETA 2	51,0	58	53,0	6,5 p/ETA 11	46,5	58
ETA 19	19,4	2,0 de novos consum.	21,4	58	22,6	2,4 de ETA 21 1 de ETA	26,0	58
ETA 20	42,0	1,5 de consum. rural	43,5	1x30+ 36	47,0	0,5 de consum. rural	47,5	1x30+ 36
ETA 21	19,0	-	19,0	2x10	19,7	0,5 de cons. rural 2,4 p/ETA 19	17,8	2x10
ETA 22	26,6	0,5 de cons. rural	27,1	58	29,8	-	29,8	58
ETA 23	3,3	-	3,3	1x5	3,9	0,5 de cons. rural	4,4	1x5
ETA 24	3,5	-	3,5	1x10	4,1	-	4,1	1x10
ETA 25	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

ESTAÇÃO	03					04				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.		
ETA 1	33,0	9 de ETA 6	42,0	2x58	45,0	-	45,0	2x58		
ETA 2	31,0	-	31,0	58	32,0	-	32,0	58		
ETA 3	-	17,5 de ETA 9	20,5	58	22,9	1,2 p/138/13.8 kV	21,7	58		
ETA 4	90,8	19,8 p/138/13.8kV	71,0	50+2x 25	75,0	8,0 de ETA 9	69,8	2x58		
ETA 5	24,6	4,0 de ETA 7 13,1 p/ETA 17	15,5	25	16,9	-	16,9	25		
ETA 6	9,0	9,0 p/ETA 1	-	(*)	-	-	-	-		
ETA 7	36,4	4,0 p/ETA 5	32,4	50	34,4	-	34,4	50		
ETA 8	13,4	-	13,4	50	14,1	-	14,1	20		
ETA 9	48,5	17,5 p/ETA 3	31,0	58	33,0	8 p/ETA 4 7,0 de ETA 11	32,0	58		
ETA 10	48,5	6,7 de ETA 15 15,9 p/ETA 16 25 10,3 p/138/13.8 kV	29,0	30+58	32,9	-	32,9	30+58		
ETA 11	44,3	2,0 de novos consum. 7,5 p/ETA 18	38,8	50	41,8	7 p/ETA 9	34,8	58		

(*) desmontada no ano 03
 QUADRO A.52 - Continuação - Alternativa E

ESTAÇÃO	03				04			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 12	36,0	2,3 p/138/13.8 kV	33,7	50	36,5	-	36,5	58
ETA 13	17,4	-	17,4	58	19,5	-	19,5	58
ETA 14	38,7	-	38,7	58	40,9	9,1 p/138/13.8 kV	31,8	58
ETA 15	49,8	6,7 p/ETA 10	31,2	58	33,6	-	33,6	58
ETA 16	-	1 de novos consum. 15,9 de ETA 10 11,9 de ETA 15	28,8	58	31,8	--	31,8	58
ETA 17	-	2,0 de novos consum. 13,1 de ETA 5	15,1	58	15,7	-	15,7	58
ETA 18	48,0	7,5 de ETA 11	55,5	2x58	57,0	-	57,0	2x58
ETA 19	27,2	0,4 de ETA 20	27,6	58	29,3	6 de ETA 21	35,3	58
ETA 20	51,7	21,4 p/ETA 25 0,4 p/ETA 19	29,9	1x30+ 36	31,8	-	31,8	1x30+ 36
ETA 21	18,7	0,15 de cons. rural	19,2	58	20,1	6,0 p/ETA 19 0,5 de cons.rural	14,6	58
ETA 22	32,2	5 p/ETA 25 0,5 de cons.rural 2,0 de novos cons.	29,7	58	32,2	1,0 de cons.rural	33,2	58

QUADRO A.53 - Continuação - Alternativa, F.

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN - DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN - DA	CAPAC.
ETA 23	4,5	-	4,5	1x5	4,9	0,5 de cons.rural	5,4	1x10
ETA 24	4,4	-	4,4	1x10	4,7	-	4,7	1x10
ETA 25	-	21,4 de ETA 20 5,0 de ETA 22 0,5 de cons.rural	26,9	58	29,2	-	29,2	58
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.54 - Continuação - Alternativa E

ESTAÇÃO	05				06			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 1	48,0	-	48,0	2x58	51,0	-	51,0	2x80(*)
ETA 2	33,0	-	33,0	58	34,0	-	34,0	58
ETA 3	24,1	-	24,1	58	26,8	-	26,8	58
ETA 4	73,7	9,0 p/ETA 9	64,7	2x58	67,8	-	67,8	2x58
ETA 5	18,3	-	18,3	58	19,7	-	19,7	58
ETA 7	36,4	10 p/ETA 12 5,8 p/138/13.8 kV	20,6	58	22,3	-	22,3	58
ETA 8	14,9	8,9 p/138/13.8 kV	6,0	20	6,0	-	6,0	20
ETA 27	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 9	33,0	9,0 de ETA 4 12,0 p/ETA 11	30,0	58	31,0	-	31,0	58
ETA 10	35,9	-	35,9	30+58	39,1	3,0 de ETA 16 20,9 p/138/13.8 kV	21,2	30+58
ETA 11	37,5	20,5 p/138/13.8 kV 12,0 de ETA 9	29,0	58	30,0	-	30,0	58
ETA 12	39,3	10,0 de ETA 7 28,3 p/138/13.8 kV	21,0	58	22,0	-	22,0	58

(*) conversão para 34.5 kV
 QUADRO A.55 - Continuação - Alternativa E

ESTAÇÃO	05						06					
	MVA						MVA					
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN--DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN--DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN--DA	CAPAC.
ETA 13	20,9	-	20,9	58	23,4	0,9 de ETA 15	24,3	58	23,4	0,9 de ETA 15	24,3	58
ETA 14	33,2	-	33,2	58	34,4	-	34,4	58	34,4	-	34,4	58
ETA 15	36,0	-	36,0	58	38,7	0,9 p/ETA 13	37,8	58	38,7	0,9 p/ETA 13	37,8	58
ETA 16	34,8	-	34,8	58	38,1	3,0 p/ETA 10	35,1	58	38,1	3,0 p/ETA 10	35,1	58
ETA 17	17,2	-	17,2	58	17,9	-	17,9	58	17,9	-	17,9	58
ETA 18	58,0	-	58,0	2x58	59,0	-	59,0	2x58	59,0	-	59,0	2x58
ETA 19	37,6	-	37,6	58	39	-	39	58	39	-	39	58
ETA 20	34,3	-	34,3	1x30+ 36	36,9	-	36,9	1x30+ 36	36,9	-	36,9	1x30+ 36
ETA 21	15,8	-	15,8	58	16,9	-	16,9	58	16,9	-	16,9	58
ETA 22	35,7	-	35,7	58	38,4	-	38,4	58	38,4	-	38,4	58
ETA 23	6,1	-	6,1	1x10	6,6	-	6,6	1x10	6,6	-	6,6	1x10
ETA 24	5,2	-	5,2	1x10	5,5	-	5,5	1x10	5,5	-	5,5	1x10
ETA 25	31,7	-	31,7	58	34,8	-	34,8	58	34,8	-	34,8	58
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.56 - Continuação - Alternativa E

ESTAÇÃO	07				08			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.
ETA 1	54,0	-	43,0	2x80	57,0	-	57,0	2x80
ETA 2	35,0	-	35,0	58	36,0	-	36,0	58
ETA 3	29,6	-	29,6	58	32,6	-	32,6	58
ETA 4	71,2	24,2 p/138/13.8 kV	47,0	2x58	48,0	-	48,0	2x58
ETA 5	21,1	-	21,1	58	22,6	-	22,6	58
ETA 7	24,0	5,0 p/138/13.8 kV	19,0	58	20,5	-	20,5	58
ETA 8	6,0	-	6,0	20	6,0	-	6,0	20
ETA 27	-	4,3 de ETA 13 16,2 de ETA 15	20,5	58	23,0	-	23,0	58
ETA 9	32,0	-	32,0	58	33,0	-	33,0	58
ETA 10	22,7	5,7 p/138/13.8 kV	17,0	30+58	18,0	-	18,0	30+58
ETA 11	31,0	-	31,0	58	32,0	-	32,0	58
ETA 12	23,0	-	23,0	58	24,0	-	24,0	58
ETA 13	26,0	4,3 p/ETA.27	21,7	58	24,0	-	24,0	58
ETA 14	35,8	-	35,8	58	37,2	-	37,2	58

QUADRO A.57 - Continuação - Alternativa F.

ESTAÇÃO	07				08			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 15	40,5	8,0 de ETA 16 16,2 p/ETA 27	32,3	58	34,8	8 p/138/13.9 kV	26,8	58
ETA 16	38,7	8 p/ETA 15	30,7	58	33,8	9,3 p/138/13.8 kV	24,5	58
ETA 17	19,7	-	19,7	58	20,5	-	20,5	58
ETA 18	10,0	-	60,0	2x58	61,0	-	61,0	2x58
ETA 28	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 19	40,8	1,8 p/ETA 20	39,0	58	40,5	6,0 p/ETA 21 1,9 de ETA 20	36,4	58
ETA 20	39,7	1,8 de ETA 19	41,5	1x30+ 36	44,7	2,6 p/ETA 26 1,9 p/ETA 19	40,2	1x30+ 36
ETA 21	18,0	-	18,0	58	19,2	6 de ETA 19	25,2	58
ETA 22	42,1	15,7 p/138/13.8 kV	26,4	58	28,6	-	28,6	58
ETA 23	7,2	-	7,2	1x10	7,6	-	7,6	1x10
ETA 24	6,1	-	6,1	1x10	6,5	-	6,5	1x10
ETA 25	37,8	-	37,8	58	41,0	19,8 p/ETA 26	21,7	58
ETA 26	-	-	-	-	-	19,8 de ETA 25 2,6 de ETA 20	22,4	58

QUADRO A.58 - Continuação - Alternativa E

ESTAÇÃO	09						10					
	MVA						MVA					
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 1	60,0	15 S. Antônio 13.8 kV 15 de R. Larga 13.8kV 30 p/ ETA 28 - - 34.5 kV	60,0	2x80	63,0	-	2x80	63,0	63,0	-	63,0	2x80
ETA 2	37,0	-	37,0	58	38,0	-	58	38,0	38,0	-	38,0	58
ETA 3	35,8	-	35,8	58	38,7	-	58	38,7	38,7	-	38,7	58
ETA 4	49,0	-	49,0	2x58	51,0	-	2x58	51,0	51,0	-	51,0	2x58
ETA 5	24,1	-	24,1	58	25,7	-	58	25,7	25,7	-	25,7	58
ETA 7	22,0	-	22,0	58	23,5	-	58	23,5	23,5	-	23,5	58
ETA 8	6,0	-	6,0	20	6,0	-	20	6,0	6,0	-	6,0	20
ETA 27	25,5	-	25,5	58	28,2	-	58	28,2	28,2	-	28,2	58
ETA 9	34,0	-	34,0	58	35,0	-	58	35,0	35,0	-	35,0	58
ETA 10	19,0	-	19,0	30+58	27,5	-	30+58	27,5	27,5	-	27,5	30+58
ETA 11	33,0	-	33,0	58	34,0	-	58	34,0	34,0	-	34,0	58
ETA 12	25,0	-	25,0	58	26,0	-	58	26,0	26,0	-	26,0	58
ETA 13	25,6	-	25,6	58	28,2	-	58	28,2	28,2	-	28,2	58

QUADRO A.59 - Continuação - Alternativa.E

ESTACÃO	09						10					
	MVA			MVA			MVA			MVA		
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 14	38,7	-	38,7	58	40,2	-	40,2	58	40,2	-	40,2	58
ETA 15	28,6	-	28,6	58	30,4	-	30,4	58	30,4	-	30,4	58
ETA 16	26,8	-	26,8	58	30,0	-	30,0	58	30,0	-	30,0	58
ETA 17	22,3	-	22,3	58	23,7	-	23,7	58	23,7	-	23,7	58
ETA 18	62,0	-	62,0	2x58	63,0	-	63,0	2x58	63,0	-	63,0	2x58
ETA 28	-	32 de S. Antônio 13.8 kV 30 de ETA 1	62,0	2x80 (*)	65,0	42 de S. Antônio 13.8 kV 20 de R. Larga 23 de ETA 1	150,0	2x80				2x80
ETA 19	38,6	-	38,6	58	41,1	4 p/ETA 21	37,1	58	37,1		37,1	58
ETA 20	43,6	-	43,6	1x30+ 36	50,4	24,3 p/B. Pirai 138/13.8 kV	26,1	1x30+ 36	26,1		26,1	1x30+ 36
ETA 21	27,0	-	27,0	58	29,1	4 de ETA 21	33,1	58	33,1		33,1	58
ETA 22	30,8	-	30,8	58	33,0	-	33,0	58	33,0		33,0	58
ETA 23	8,3	-	8,3	1x10	10,5	-	10,5	1x10	10,5		10,5	1x10
ETA 24	7,1	-	7,1	1x10	7,7	-	7,7	1x10	7,7		7,7	1x10
ETA 25	24,2	-	24,2	58	28,7	-	28,7	58	28,7		28,7	58
ETA 26	24,5	-	24,5	58	27,6	-	27,6	58	27,6		27,6	58

(*) conversão para 34.5 kV
QUADRO A.60 - Continuação - Alternativa E

ESTAÇÃO	01					02				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.		
ETA 1	-	-	-	-	-	20.0 de ETA 6 9.0 de novos cons.	29.0	2x58		
ETA 2	-	23.0 de ETA 6 6.0 de ETA 18	29.0	58	30.0	-	30.0	58		
ETA 3	-	-	-	-	-	-	-	-		
ETA 4	86.7	-	86.7	50+2x 25	92.1	8.4 p/138/13.8 kV 1.9 de novos cons.	85.6 25	50+2x 25		
ETA 5	23.2	3.4 p/ETA 7 1.5 de novos cons.	21.3	25	23.0	-	23.0	25		
ETA 6	96.0	23.0 p/ETA 2	73.0	2x50+ 1x25	91.0	20.0 p/R.Larga 62.0 p/138/13.8kV	9.0	50		
ETA 7	39.7	2.5 p/138/13.8 kV 3.4 de ETA 5	40.6	50	43.2	10.7 p/138/13.8 kV 1.5 de novos cons.	34.0	50		
ETA 8	39.1	-	39.1	50	41.5	28.8 p/138/13.8 kV	12.7	50		
ETA 9	44.6	-	44.6	2x25	48.2	3.0 p/138/13.8 kV	45.2	58		
ETA 10	46.5	5.4 p/ETA 15	41.2	30+58	44.7	-	44.7	30+58		
ETA 11	46.1	14.1 p/138/13.8 kV	32.0	50	34.1	6.5 de ETA 18 1.0 de novos cons.	41.6	50		

QUADRO A.61 - Evolução das demandas das estações transformadoras - Alternativa F

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 12	41.3	5.3 de 138/13.8 kV 14.0 p/138/13.8 kV	32.6	50	35.4	2.2 p/138/13.8 kV	33.2	50
ETA 13	14.4	-	14.4	20	16.4	-	16.4	58
ETA 14	40.6	3.0 p/138/13.8 kV 4.0 de novos cons.	41.6	58	44.2	7.5 p/138/13.8 kV	36.7	58
ETA 15	36.9	5.4 de ETA 10	42.3	58	46.2	-	46.2	58
ETA 16	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 17	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 18	57.0	6.0 p/ETA 2	51.0	58	53.0	6.5 p/ETA 11	46.5	58
ETA 19	19.4	2.0 de novos cons.	21.4	58	22.6	2.4 de ETA 21 1.0 de cons.rural	26.0	58
ETA 20	42.0	1.5 de cons.rural	43.5	1x30+ 36	47.0	0.5 de cons.rural	47.5	1x30+ 36
ETA 21	19.0	-	19.0	2x10	19.7	0.5 de cons.rural 2.4 p/ETA 19	17.8	2x10
ETA 22	26.6	0.5 de cons.rural	27.1	58	29.8	-	29.8	58
ETA 23	3.3	-	3.3	1x5	3.9	0.5 de cons.rural	4.4	1x5

QUADRO A.62 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 12	41.3	5.3 de 138/13.8 kV 14.0 p/138/13.8 kV	32.6	50	35.4	2.2 p/138/13.8 kV	33.2	50
ETA 13	14.4	-	14.4	20	16.4	-	16.4	58
ETA 14	40.6	3.0 p/138/13.8 kV 4.0 de novos cons.	41.6	58	44.2	7.5 p/138/13.8 kV	36.7	58
ETA 15	36.9	5.4 de ETA 10	42.3	58	46.2	-	46.2	58
ETA 16	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 17	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 18	57.0	6.0 p/ETA 2	51.0	58	53.0	6.5 p/ETA 11	46.5	58
ETA 19	19.4	2.0 de novos cons.	21.4	58	22.6	2.4 de ETA 21 1.0 de cons.rural	26.0	58
ETA 20	42.0	1.5 de cons.rural	43.5	1x30+ 36	47.0	0.5 de cons.rural	47.5	1x30+ 36
ETA 21	19.0	-	19.0	2x10	19.7	0.5 de cons.rural 2.4 p/ETA 19	17.8	2x10
ETA 22	26.6	0.5 de cons.rural	27.1	58	29.8	-	29.8	58
ETA 23	3.3	-	3.3	1x5	3.9	0.5 de cons.rural	4.4	1x5

QUADRO A.62 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	01				02			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 24	3.5	-	3.5	1x10	4.1	-	4.1	1x10
ETA 25	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.63 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	03						04					
	MVA						MVA					
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	33.0	9.0 de ETA 6	42.0	2x58	45.0	-	45.0	2x58	45.0	-	45.0	2x58
ETA 2	31.0	-	31.0	58	32.0	-	32.0	58	32.0	-	32.0	58
ETA 3	-	17.5 de ETA 9 3.0 de novos cons.	20.5	36	22.9	1.2 p/138/13.8 kV	21.7	36	21.7	1.2 p/138/13.8 kV	21.7	36
ETA 4	90.8	19.8 p/138/13.8 kV	71.0	50+2x 25	75.0	13.2 p/138/13.8 kV	61.8	3x36	61.8	13.2 p/138/13.8 kV	61.8	3x36
ETA 5	24.6	13.2 p/ETA 17 4.0 de ETA 7	15.5	25	16.9	-	16.9	25	16.9	-	16.9	25
ETA 6	9.0	9.0 p/R. Larga	-	(*)	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 7	36.4	4.0 p/ETA 5	32.4	50	34.4	10.0 p/ETA 12	24.4	50	24.4	10.0 p/ETA 12	24.4	50
ETA 8	13.4	-	13.4	50	14.1	-	14.1	50	14.1	-	14.1	20
ETA 27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 9	48.5	17.5 p/ETA 3	31.0	58	33.0	-	33.0	58	33.0	-	33.0	58
ETA 10	48.5	15.9 p/ETA 16 10.3 p/138/13.8kV 6.7 de ETA 15	29.0	30+58	32.9	-	32.9	30+58	32.9	-	32.9	30+58

(*) desmontada no ano 03
 QUADRO A.64 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN- DA	CAPAC.
ETA 11	43.0	7.5 p/ETA 18 2.0 de novos cons.	37.8	50	41.8	20.5 p/138/13.8 kV	21.3	36
ETA 12	36.0	2.3 p/138/13.8 kV	33.7	50	36.5	10.0 de ETA 7 28.3 p/138/13.8 kV	18.2	36
ETA 13	17.4	-	17.4	58	19.5	-	19.5	58
ETA 14	38.7	-	38.7	58	40.9	9.1 p/138/13.8 kV	31.8	58
ETA 15	49.8	11.9 p/ETA 16 6.7 p/ETA 10	31.2	58	33.6	-	33.6	58
ETA 16	-	15.9 de ETA 10 11.9 de ETA 15 1.0 de novos cons.	28.8	36	31.8	-	31.8	36
ETA 17	-	13.1 de ETA 5 2.0 de novos cons.	15.1	36	15.7	-	15.7	36
ETA 18	48.0	7.5 de ETA 11	55.5	2x58	57.0	-	57.0	2x58
ETA 19	27.2	0.4 de ETA 20	27.6	58	29.8	6.0 de ETA 21	35.3	58
ETA 20	51.7	21.4 p/ETA 25 0.4 p/ETA 19	29.9	1x30+ 36	31.8	-	31.8	1x30+ 36

QUADRO A.65 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	03				04			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 21	18.7	0.5 de cons.rural	19.2	36	20.1	6.0 p/ETA 19 0.5 de cons.rural	14.6	36
ETA 22	32.2	50 p/ETA 25 0.5 de cons.rural 2.0 de novos cons.	29.7	58	32.2	1.0 de cons.rural	33.2	58
ETA 23	4.5	-	4.5	1x5	4.9	0.5 de cons.rural	5.4	1x10
ETA 24	4.4	-	4.4	1x10	4.7	-	4.7	1x10
ETA 25	-	21.4 de ETA 20 5.0 de ETA 22 0.5 de cons.rural	26.9	36	29.2	-	29.2	36
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.66 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	05				06			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	48.0	-	48.0	2x58	51.0	-	51.0	2x80(*)
ETA 2	33.0	-	33.0	58	34.0	-	34.0	58
ETA 3	24.1	-	24.1	36	26.8	-	26.8	36
ETA 4	65.7	-	65.7	3x36	68.8	-	68.8	3x36
ETA 5	18.3	-	18.3	36	19.7	-	19.7	36
ETA 7	26.4	5.8 p/138/13.8 kV	20.6	36	22.3	-	22.3	36
ETA 8	14.9	8.9 p/138/13.8 kV	6.0	20	6.0	-	6.0	20
ETA 27	-	-	-	-	-	-	-	-
ETA 9	34.0	-	34.0	58	35.0	-	35.0	58
ETA 10	35.9	-	35.9	30+58	39.1	3.0 de ETA 16 20.9 p/138/13.8 kV	21.2	30+58
ETA 11	24.0	-	24.0	36	25.0	-	25.0	36
ETA 12	21.0	-	21.0	36	22.0	-	22.0	36
ETA 13	20.9	-	20.9	58	23.4	-	23.4	58
ETA 14	33.1	-	33.1	58	34.4	-	34.4	58

(*) conversão para 34.5 kV
 QUADRO A.67 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	05				06			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 15	36.0	-	36.0	58	38.7	-	38.7	58
ETA 16	34.8	-	34.8	36	38.0	3.0 p/ETA 10	35.0	36
ETA 17	17.2	-	17.2	36	17.9	-	17.9	36
ETA 18	58.0	-	58.0	2x58	59.0	-	59.0	2x58
ETA 19	37.6	-	37.6	58	39.0	-	39.0	58
ETA 20	34.3	-	34.3	1x30+ 36	36.9	-	36.9	1x30+ 36
ETA 21	15.9	-	15.9	36	16.9	-	16.9	36
ETA 22	35.7	-	35.7	58	38.4	-	38.4	58
ETA 23	6.1	-	6.1	1x10	6.6	-	6.6	1x10
ETA 24	5.2	-	5.2	1x10	5.5	-	5.5	1x10
ETA 25	31.7	-	31.7	36	34.8	-	34.8	36
ETA 26	-	-	-	-	-	-	-	-

QUADRO A.68 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	07						08					
	MVA						MVA					
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	54.0	-	54.0	2x80	57.0	-	57.0	2x80	57.0	-	57.0	2x80
ETA 2	35.0	-	35.0	58	36.0	-	36.0	58	36.0	-	36.0	58
ETA 3	29.6	-	29.6	36	32.7	-	32.7	36	32.7	-	32.7	36
ETA 4	72.2	24.2 p/138/13.8 kV	48.0	3x36	49.0	-	49.0	3x36	49.0	-	49.0	3x36
ETA 5	21.1	-	21.1	36	22.6	-	22.6	36	22.6	-	22.6	36
ETA 7	24.0	5.0 p/138/13.8 kV	19.0	36	20.5	-	20.5	36	20.5	-	20.5	36
ETA 8	6.0	-	6.0	20	6.0	-	6.0	20	6.0	-	6.0	20
ETA 27	-	3.3 de ETA 13 17.2 de ETA 15	20.5	36	23.0	-	23.0	36	23.0	-	23.0	36
ETA 9	36.0	-	36.0	58	37.0	-	37.0	58	37.0	-	37.0	58
ETA 10	22.7	-	22.7	30+58	24.2	-	24.2	30+58	24.2	-	24.2	30+58
ETA 11	26.0	-	26.0	36	27.0	-	27.0	36	27.0	-	27.0	36
ETA 12	23.0	-	23.0	36	24.0	-	24.0	36	24.0	-	24.0	36
ETA 13	25.0	3.3 p/ ETA 27	21.7	58	24.0	-	24.0	58	24.0	-	24.0	58
ETA 14	35.8	-	35.8	58	37.2	-	37.2	58	37.2	-	37.2	58

QUADRO A.69 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	07					08				
	MVA					MVA				
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.		
ETA 15	41.5	16.2 p/ ETA 27	24.3	58	26.1	3.0 p/138/13.8 kV	23.1	58		
ETA 16	38.7	-	38.7	36	42.5	14.3 p/138/13.8 kV	28.2	36		
ETA 17	19.7	-	19.7	36	20.5	-	20.5	36		
ETA 18	60.0	-	60.0	2x58	61.0	-	61.0	2x58		
ETA 28	-	-	-	-	-	-	-	-		
ETA 19	41.0	1.8 p/ETA 20	39.2	58	40.5	6.0 p/ETA 21 1.9 de ETA 20	36.4	58		
ETA 20	39.7	1.8 de ETA 19	41.5	1x30+ 36	44.7	2.6 p/ETA 26 1.9 p/ETA 19	40.6	1x30+ 36		
ETA 21	18.0	-	18.0	36	19.2	6.0 de ETA 19	25.2	36		
ETA 22	42.1	15.7 p/138/13.8 kV	26.4	58	28.5	-	28.5	58		
ETA 23	7.2	-	7.2	1x10	7.6	-	7.6	1x10		
ETA 24	6.1	-	6.1	1x10	6.5	-	6.5	1x10		
ETA 25	37.8	-	37.8	36	41.0	19.3 p/ETA 26	21.7	36		
ETA 26	-	-	-	-	-	19.3 de ETA 25 2.6 de ETA 20.	21.9	36		

QUADRO A.70 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	09				10			
	MVA				MVA			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 1	60.0	15.0 de S. Antônio 13.8 kV 15.0 de R. Larga 13.8 kV 30.0 p/ETA 28 :- 34.5 kV	60.0	2x80	63.0	23.0 p/ETA 28 :- 34.5 kV	40.0	2x80
ETA 2	37.0	-	37.0	58	38.0	-	38.0	58
ETA 3	35.8	-	35.8	36	38.7	-	38.7	36
ETA 4	50.0	-	50.0	3x36	51.0	-	51.0	3x36
ETA 5	24.1	-	24.1	36	25.7	-	25.7	36
ETA 7	22.0	-	22.0	36	23.5	-	23.5	36
ETA 8	6.0	-	6.0	20	6.0	-	6.0	20
ETA 27	25.5	-	25.5	36	28.2	-	28.2	36
ETA 9	38.0	-	38.0	58	39.0	-	39.0	58
ETA 10	25.8	-	25.8	30+58	27.5	-	27.5	30+58
ETA 11	28.0	-	28.0	36	29.0	-	29.0	36
ETA 12	25.0	-	25.0	36	26.0	-	26.0	36

QUADRO A.71 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	09				10			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN-DA	CAPAC.
ETA 13	25.6	-	25.6	58	28.2	-	28.2	58
ETA 14	38.7	-	38.7	58	40.2	-	40.2	58
ETA 15	24.6	-	24.6	58	26.2	-	26.2	58
ETA 16	30.8	-	30.8	36	30.8	-	30.8	36
ETA 28	-	32.0 de S. Antonio 13.8 kV 30.0 de ETA 1-34.5kV	62.0	2x50 (*)	65.0	42.0 de S. Antonio 13.8 kV 20.0 de R. Larga 13.8 kV 23.0 de ETA 1-34.5 kV	150.0	3x50
ETA 17	22.3	-	22.3	36	23.7	-	23.7	36
ETA 18	62.0	-	62.0	2x58	63.0	-	63.0	2x58
ETA 19	38.6	-	38.6	58	41.1	-	37.1	58
ETA 20	42.6	-	42.6	1x30+ 36	50.4	24.3 p/138/13.8 kV	26.1	1x30+ 36
ETA 21	27.0	-	27.0	36	29.1	-	33.1	2x36

(*) conversão para 34.5 kV

QUADRO A.72 - Continuação - Alternativa F

ESTAÇÃO	09				10			
	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.	ANTES DA TRANSF.	TRANSFERIDOS	DEMAN DA	CAPAC.
ETA 22	30.8	-	30.8	58	33.0	-	33.0	58
ETA 23	8.3	-	8.3	1x10	10.5	-	10.5	1x10
ETA 24	7.1	-	7.1	1x10	7.7	-	7.7	1x10
ETA 25	24.2	-	24.2	36	28.7	-	28.7	36
ETA 26	24.0	-	24.0	36	27.6	-	27.6	36

QUADRO A.73 - Continuação - Alternativa F

LIGHT - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A. - TARIFAS PARA O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA - JAN./81

Portaria nº 113, de 27.11.80 do D. N.A.E.E. - D.O.U. de 28.11.80
 Portaria nº 119, de 18.12.80 do D. N.A.E.E. - D.O.U. de 22.12.80

GRUPO A - ALTA TENSÃO	SUB-GRUPO A.1 (230kV OU MAIS)		SUB-GRUPO A.2 (88 kV A 130 kV)		SUB-GRUPO S.3 (20 kV a 89 kV)		SUB-GRUPO A.4 (2,3 kV a 13,8 kV)	
	DEMANDA Cr\$/kW	CONSUMO Cr\$/kWh	DEMANDA Cr\$/kW	CONSUMO Cr\$/kWh	DEMANDA Cr\$/kW	CONSUMO Cr\$/kWh	DEMANDA Cr\$/kW	CONSUMO Cr\$/kWh
CONSUMIDORES GERAIS	421,50	480,00	444,00	505,50	493,50	669,00	528,00	871,50
RURAL OPTANTE (Inc. doc.30% s/tarifa B.1)	-	-	-	-	-	3.010,00	-	3.010,00
CONCESSIONÁRIAS								
Companhia Energética de São Paulo - SP	-	-	395,00	450,00	454,00	617,00	485,00	804,00
Companhia Força e Luz Volta Grande - RJ	-	-	-	-	280,00	300,00	-	-
Prefeituras Municipais do Estado - RJ	-	-	-	-	458,00	622,00	490,00	810,00
Empresas Particulares do Estado - RJ	-	-	-	-	-	-	490,00	810,00

REDUÇÕES: Tração Ferroviária (65%) - Tração Urbana (70%) - Água e Saneamento (35%) - DESCONTO:
 Rural (30%)

GRUPO B - BAIXA TENSÃO (110 a 440 V)	SUB-GRUPO B.1 RESIDENCIAL Cr\$/kWh	SUB-GRUPO B.2 RURAL Cr\$/hWk	SUB-GRUPO B.3 NÃO RES./NEM RURAL Cr\$/kWh	SUB-GRUPO B.4 ILUM. PÚBLICA Cr\$/kWh
<u>CONSUMIDORES GERAIS</u>				
Descontos (primeiros 30 kWh - 46%)	4.300,00	2.280,00	4.800,00	1.530,00
B.1 (Entre 31 a 200 kWh - 10%)	-	-	2.212,00	-
<u>PANIFICADORA-INDUSTRIAL (Con</u> <u>sulta a S/DC)</u>				
<u>MÍNIMOS MENSAIS DE CONSUMI-</u> <u>DORES GERAIS</u>				
B.1 (inclui descontos acima)				
Monofásico - 30 kWh	69,66	68,40	144,00	45,90
Bifásico - 50 kWh	147,06	114,00	240,00	76,50
Trifásico - 100 kWh	340,56	228,00	480,00	153,00

REDUÇÃO: Água e Saneamento (35% s/tarifa do Sub-Grupo B.3 a Cr\$ 3.120,00)

TRIBUTOS - TARIFA FISCAL - Cr\$ 2.170,00 p/1000 kWh (Por. 116 de 28.11.80)	RESIDENCIAL (50%) Cr\$/kWh	COMERCIAL (80%) Cr\$/kWh	INDUSTRIAL (10% ATÉ 2000 kWh) Cr\$/kWh	INDUSTRIAL (32,5%+2000 kWh) Cr\$/kWh
IMPOSTO ÚNICO (Dec. Lei 1512 de 29.12.78) Isento até 30 kWh	1,0850	1,3020	0,3472	-
EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO (Lei 6180 de 11.12.74) Incidência s/o total de kWh consumidos	-	-	-	0,70525
TAXAS DIVERSAS - /Port. 378 de 26.03.75 do M.M.E.)	LIGAÇÃO Cr\$	VISTORIA Cr\$	RELIGAÇÃO Cr\$	AFERIÇÃO Cr\$
Grupo A (Alta Tensão)	96,00	96,00	124,00	178,00
Grupo B (Baixa Tensão)	48,00	48,00	62,00	89,00

- Estimativa de custo da energia interrompida (Cr\$/MWh)

Premissas Consideradas:

- a. Responsabilidade das estações de consumidores de tensão primária a 25 kV: 20%
- b. Responsabilidade das estações de consumidores de tensão primária a 13,8 kV ou 6.6 kV: 30%
- c. Responsabilidade dos transformadores de zona: 50%

Desta forma teremos, com base nas tarifas para o fornecimento de energia elétrica mostradas anteriormente, tem-se:

$$25 \text{ kV} \rightarrow \text{Cr\$ } 669,00 \times 0.2 = \text{Cr\$ } 133,80$$

$$13.8 \text{ kV ou } 6.6 \text{ kV} \rightarrow \text{Cr\$ } 871,50 \times 0.3 = \text{Cr\$ } 261,50$$

$$0.22 \text{ kV} \rightarrow \text{Cr\$ } 4.800,00 \times 0.5 = \underline{\text{Cr\$ } 2.400,00}$$

$$\text{TOTAL} \quad : \text{Cr\$ } 2.795,30$$

$$(\sim \text{Cr\$ } 2.800,00)$$

Considerando-se agora os seguintes valores de:

- Intervalo total médio em que a carga não foi atendida pela transformação sem seccionadoras de cerca de 1 hora.

- Intervalo total médio em que a carga não foi atendida pela transformação com seccionadoras de cerca de 0.12 horas.
- Demanda média equivalente à respectiva capacidade firme do tipo de transformação considerado.
- Custo do MWh obtido anteriormente através das tarifas binômias de cerca de Cr\$ 2.800,00.

Obtêm-se para cada tipo de padronização, os seguintes custos por avaria:

- a) Transformador monofásico de 19,33 MVA, sem seccionadoras - Cr\$ 37.333,00
- b) Transformador monofásico de 19,33 MVA, com seccionadoras - Cr\$ 4.480,00
- c) Transformador monofásico de 12 MVA, sem seccionadoras - Cr\$ 23.333,00
- d) Transformador monofásico de 12 MVA, com seccionadoras - Cr\$ 2.800,00
- e) Transformador trifásico de 58 MVA - Cr\$ 112.000,00
- f) Transformador trifásico de 36 MVA - Cr\$ 70.000,00

APÊNDICE CCRONOGRAMAS DE INVESTIMENTOS E VALORATUAL DAS ALTERNATIVAS

Apresentamos em seguida os respectivos investimentos e cronogramas, associados ao sistema em estudo.

Os investimentos são descritos em seguida:

1. Empenho 1 - Custo do terreno da nova estação
2. Empenho 2 - Investimento correspondente a 30% do custo total da obra específica
3. Empenho 3 - Investimento correspondente a 70% do custo total da obra específica
4. Reservas transformadoras
5. Retirada ou substituição de transformadores
6. Recondutoramento de linhas aéreas da distribuição
7. Equipamento adicional a ser utilizado na distribuição
8. Seccionadoras do módulo de transformação, para a retirada rápida da unidade monofásica avariada
9. Energia interrompida

ALTERNATIVA A As padronizações apresentam características próprias. Assim sendo nem todos os investimentos relacionados acima deverão ser comuns às alternativas em apreço.

- | | | | |
|----|------------------------------|--|--|
| 01 | 1. Custo 1 | | |
| | 2. Custo 2 | | |
| | 3. Custo 3 | | |
| | 4. Reserva para transmissões | | |
| | 5. Reserva para subestações | | |
| | 6. Energia interrompida | | |
| | 7. Surtos | | |

ALTERNATIVA A - BANCOS TRIFÁSICOS, 58 MVA - MOEDA 01/81-Cr\$ MIL

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
01	1. Empenho 1	26.400,00	
	2. Empenho 2	165.017,00	
	3. Empenho 3	207.247,00	
	4. Reservas transformadoras	80.641,00	
	5. Retirada/Substituição de transformadores	564,00	
	9. Energia interrompida	406,00	
	* Sub-Total		480.275,00

ALTERNATIVA A - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
02	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst.Transf. 9. Energia Interrompida * Sub-Total	- 273.982,00 385.039,00 147.618,00 1.128,00 705,00	808.472,00
03	1. Empenho 1 2. Empenho 2 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst.Transf. 9. Energia Interrompida * Sub-Total	162.596,00 539.292,00 100.980,00 846,00 891,00	904.605,00
04	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst.Transf. 9. Energia Interrompida * Sub-Total	- 81.298,00 379.392,00 55.080,00 11.012,00 1.003,00	527.785,00
05	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst.Transf. 9. Energia Interrompida * Sub-Total	- - 189.696,00 16.065,00 564,00 1.041,00	207.366,00
06	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Transf. 9. Energia Interrompida * Sub-Total	9.600,00 48.171,00 - 6.885,00 - 1.041,00	65.697,00
07	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Transf. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 48.171,00 112.399,00 16.065,00 - 1.078,00	177.713,00

ALTERNATIVA A - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
08	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Transf. 9. Energia Interrompida * Sub-Total	- 96.342,00 112.399,99 13.770,00 - 1.078,00	223.489,00
09	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Transf. 9. Energia Interrompida * Sub-Total	- - 224.798,00 32.130,00 - 1.153,00	258.081,00
10	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Transf. 9. Energia Interrompida * Sub-Total	- - - - - 1.153,00	1.153,00

ALTERNATIVA B - TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS, 58 MVA - MOEDA 01/81-
Cr\$ MIL

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
01	1. Empenho 1	26.400,00	
	2. Empenho 2	165.017,00	
	3. Empenho 3	207.247,00	
	4. Reservas Transformadoras	80.641,00	
	5. Retirada/Subst.Transf.	564,00	
	6. Recondutamento na distr.	-	
	7. Equipamento adicional na distribuição	-	
	9. Energia interrompida	406,00	
	* Sub-Total		480.275,00

ALTERNATIVA B - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
02	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst.Transf. 6. Recondut.25-34,5 kV 7. Equip. ad. 25-34,5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 276.762,00 385.039,00 172.190,00 1.128,00 - - 705,00	835.824,00
03	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Transf. 6. Recondut.25-34.5 kV 7. Equip. ad. 25-34.5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 137.351,00 645.777,00 155.030,00 1.128,00 27.840,00 360,00 1.078,00	968.564,00
04	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Transf. 6. Recondut. 25-34.5 kV 7. Equip. Ad. 25-34.5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 34.338,00 320.486,00 40.531,00 11.012,00 29.000,00 720,00 1.190,00	437.277,00
05	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Transf. 6. Redondut. 25-34.5 kV 7. Equip. Ad. 25-34.5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	9.600,00 - 80.121,00 - 282,00 11.600,00 - 1.190,00	102.793,00
06	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Ad. 6. Recondut. 25-34.5 kV 7. Equip. Ad. 25-34.5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 83.719,00 - 17.371,00 - - - 1.190,00	102.280,00

ALTERNATIVA B - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
07	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34.5 kV 7. Equip. Ad. 25-34.5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 34.338,00 195.343,00 40.531,00 - 1.160,00 180,00 1.302,00	272.854,00
08	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34.5 kV 7. Equip. Ad. 25-34.5 kV 9. Energia Interrompida * Sub-Total	- 83.719,00 80.121,00 17.371,00 - - - 1.302,00	182.513,00
09	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34.5 kV 7. Equip.ad. 25-34,5kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - 195.343,00 40.531,00 - - - 1.414,00	237.288,00
10	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. TR. 6. Recondut. 25-34.5 kV 7. Equip. Ad. 25-34.5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - - - - - - 1.414,00	1.414,00

ALTERNATIVA C - BANCOS TRIFÁSICOS, 36 MVA - MOEDA 01/81-Cr\$ MIL

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
01	1. Empenho 1	26.400,00	
	2. Empenho 2	165.017,00	
	3. Empenho 3	207.247,00	
	4. Reservas transformadoras	80.641,00	
	5. Retirada/Subst. de Trafos.	564,00	
	9. Energia interrompida	406,00	
	* Sub-Total		480.275,00

ALTERNATIVA C - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
02	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 259.552,00 385.039,00 151.317,00 1.128,00 705,00	797.741,00
03	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 9. Energia Interrompida * Sub-Total	- 171.689,00 605.622,00 120.195,00 846,00 859,00	899.211,00
04	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 75.570,00 400.608,00 79.139,00 11.012,00 975,00	567.304,00
05	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - 176.330,00 14.578,00 564,00 999,00	192.471,00
06	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	9.600,00 45.280,00 - 12.496,00 - 999,00	68.375,00
07	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 45.280,00 105.652,00 29.156,00 - 1.045,00	181.133,00

ALTERNATIVA C - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
08	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 90.559,00 105.652,00 6.248,00 - 1.045,00	203.504,00
09	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 75.569,00 211.305,00 27.074,00 - 1.069,00	314.172,00
10	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - 176.329,00 29.156,00 - 1.115,00	207.491,00

ALTERNATIVA D - TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 36 MVA

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
01	1. Empenho 1	26.400,00	
	2. Empenho 2	165.017,00	
	3. Empenho 3	207.247,00	
	4. Reservas transformadoras	80.641,00	
	5. Retirada/Subst. Tr. 25-34,5 KV	564,00	
	6. Recondutoramento	-	
	7. Equip. adicional	-	
	9. Energia interrompida	406,00	
	* Sub-Total		480.275,00

ALTERNATIVA D - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
02	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34,5 kV 7. Equip. Ad. 25-34,5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 286.380,00 385.039,00 181.107,00 1.128,00 - - 705,00	854.359,00
03	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34,5 kV 7. Equip. Ad. 25-34,5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 156.204,00 668.219,00 188.982,00 1.128,00 27.840,00 360,00 952,00	1.043.685,00
04	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. tr. 6. Recondut. 25-34,5 kV 7. Equip. Ad. 25-34,5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 62.482,00 364.476,00 71.201,00 11.012,00 29.000,00 720,00 1.092,00	539.983,00
05	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34,5 kV 7. Equip. Ad. 25-34,5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	9.600,00 62.482,00 145.790,00 15.257,00 282,00 11.600,00 - 1.092,00	246.103,00
06	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34,5 kV 7. Equip. Ad. 25-34,5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 73.300,00 145.790,00 35.601,00 - - - 1.162,00	256.791,00

ALTERNATIVA D - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
07	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. r. 6. Recondut. 25-34.5 kV 7. Equip. Ad. 25-34.5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - 171.032,00 - - 1.160,00 180,00 1.162,00	173.534,00
08	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34.5 kV 7. Equip. Ad. 25-34.5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 73.300,00 - 15.257,00 - - - 1.162,00	89.719,00
09	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34,5 kV 7. Equip. Ad. 25-34,5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 62.482,00 171.032,00 50.858,00 - - - 1.232,00	285.604,00
10	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/Subst. Tr. 6. Recondut. 25-34.5 kV 7. Equip. Ad. 25-34.5 kV 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - 145.790,00 35.601,00 - - - 1.302,00	182.693,00

ALTERNATIVA E - BANCOS TRIFÁSICOS 58 MVA, COM SECCIONADORAS IN-
 CLUIDAS NO MÓDULO DE TRANSFORMAÇÃO - MOEDA 01/81 - Cr\$ MIL

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
01	1. Empenho 1	26.400,00	
	2. Empenho 2	165.017,00	
	3. Empenho 3	207.247,00	
	4. Reservas transformadoras	80.641,00	
	5. Retirada/Subst. de Trafos	564,00	
	8. Seccionadoras para Trafos	-	
	9. Energia interrompida	406,00	
	* Sub-Total		480.275,00

ALTERNATIVA E - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
02	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 273.982,00 385.039,00 147.618,00 1.128,00 6.435,00 705,00	814.907,00
03	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. Tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 162.596,00 639.292,00 100.980,00 846,00 16.731,00 304,00	920.749,00
04	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 81.298,00 379.392,00 55.080,00 11.012,00 4.862,00 317,00	531.961,00
05	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - 189.696,00 16.065,00 564,00 2.002,00 322,00	208.649,00
06	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	9.600,00 48.171,00 - 6.885,00 - 429,00 322,00	65.407,00

ALTERNATIVA E - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
07	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas Tr. 5. Retirada/subst.tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 48.171,00 112.399,00 16.065,00 - 1.430,00 326,00	178.391,00
08	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 96.342,00 112.399,00 13.770,00 - 1.859,00 326,00	224.696,00
09	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - 224.798,00 32.130,00 - 2.002,00 335,00	259.265,00
10	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - - - - - 335,00	335,00

ALTERNATIVA F - BANCOS TRIFÁSICOS, 36 MVA, COM SECCIONADORAS IN-
 CLUÍDAS NO MÓDULO DE TRANSFORMAÇÃO - MOEDA 01/81 - Cr\$ MIL

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
01	1. Empenho 1	26.400,00	
	2. Empenho 2	165.017,00	
	3. Empenho 3	207.247,00	
	4. Reservas transformadoras	80.641,00	
	5. Retirada/subst. tr.	564,00	
	8. Seccionadoras p/trafos	-	
	9. Energia interrompida	406,00	
	* Sub-Total		480.275,00

ALTERNATIVA F - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
02	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 259.552,00 385.039,00 151.317,00 1.128,00 6.315,00 705,00	804.056,00
03	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interromp. * Sub-Total	- 171.689,00 605.622,00 120.195,00 846,00 16.760,00 300,00	915.412,00
04	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 75.570,00 400.608,00 79.139,00 11.012,00 5.535,00 314,00	572.178,00
05	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/substr. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - 176.330,00 14.578,00 564,00 1.890,00 317,00	193.679,00
06	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	9.600,00 45.280,00 - 12.496,00 - 810,00 317,00	68.503,00

ALTERNATIVA F - Continuação

ANO	DESCRIÇÃO	CUSTO PARCIAL	CUSTO ANUAL
07	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 45.280,00 105.652,00 28.156,00 - 1.890,00 323,00	182.301,00
08	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 90.559,00 105.652,00 6.248,00 - 810,00 323,00	203.592,00
09	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- 75.569,00 211.305,00 27.074,00 - 2.295,00 326,00	316.569,00
10	1. Empenho 1 2. Empenho 2 3. Empenho 3 4. Reservas tr. 5. Retirada/subst. tr. 8. Seccionadoras p/tr. 9. Energia interrompida * Sub-Total	- - 176.329,00 29.156,00 - 945,00 331,00	206.761,00

ALTERNATIVA A - BANCOS TRIFÁSICOS, 58 MVA - MOEDA 01/81 - Cr\$ MIL

ANO	VALOR ORÇADO ANUAL	F.V.A. (12% a.a.)	F.V.A. (8% a.a.)	V.A. (12% a.a.)	V.A. (8% a.a.)
01	480.275,00	1.0000	1.0000	480.275,00	480.275,00
02	808.472,00	0.8929	0.9259	721.885,00	748.564,00
03	904.605,00	0.7972	0.8573	721.151,00	775.518,00
04	527.785,00	0.7118	0.7938	375.677,00	418.956,00
05	207.366,00	0.6355	0.7350	131.781,00	152.414,00
06	65.697,00	0.5674	0.6805	37.276,00	44.707,00
07	177.713,00	0.5066	0.6301	90.029,00	111.977,00
08	233.589,00	0.4523	0.5834	101.129,00	130.442,00
09	258.081,00	0.4039	0.5402	104.239,00	139.415,00
10	1.153,00	0.3606	0.5002	416,00	577,00
VALOR ATUAL TOTAL (Cr\$ MIL)				2.763.858,00	3.002.845,00

OBS.:

F.V.A. - Fator de Valor Atual

V.A. - Valor Atual

ALTERNATIVA B - TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS, 58 MVA - MOEDA 01/81-
Cr\$ MIL

ANO	VALOR ORÇADO ANUAL	F.V.A. (12% a.a.)	F.V.A. (8% a.a.)	V.A. (12% a.a.)	V.A. (8% a.a.)
01	480.275,00	1.0000	1.0000	480.275,00	480.275,00
02	835.824,00	0.8929	0.9259	746.307,00	773.889,00
03	968.564,00	0.7972	0.8573	772.139,00	830.350,00
04	437.277,00	0.7118	0.7938	311.254,00	347.110,00
05	102.793,00	0.6355	0.7350	65.325,00	75.553,00
06	102.280,00	0.5674	0.6805	58.034,00	69.602,00
07	272.854,00	0.5066	0.6301	138.228,00	171.925,00
08	182.513,00	0.4523	0.5834	82.551,00	106.478,00
09	237.288,00	0.4039	0.5402	95.841,00	128.183,00
10	1.414,00	0.3606	0.5002	510,00	707,00
VALOR ATUAL TOTAL (Cr\$ MIL)				2.750,464,00	2.984.072,00

ALTERNATIVA C - BANCOS TRIFÁSICOS 36 MVA - MOEDA 01/81 - CRS MIL

ANO	VALOR ORÇADO ANUAL	F.V.A. (12% a.a.)	F.V.A. (8% a.a.)	V.A. (12% a.a.)	V.A. (8% a.a.)
01	480.275,00	1.0000	1.0000	480.275,00	480.275,00
02	797.741,00	0.8929	0.9259	712.303,00	738.628,00
03	899.211,00	0.7972	0.8573	716.851,00	770.894,00
04	567.304,00	0.7118	0.7938	403.807,00	450.326,00
05	192.471,00	0.6355	0.7350	122.315,00	141.466,00
06	68.375,00	0.5674	0.6805	38.796,00	46.529,00
07	181.133,00	0.5066	0.6301	91.762,00	114.132,00
08	203.504,00	0.4523	0.5834	92.045,00	118.724,00
09	314.172,00	0.4039	0.5402	126.894,00	169.716,00
10	207.491,00	0.3606	0.5002	74.821,00	103.787,00
VALOR ATUAL TOTAL (Cr\$ MIL)				2.859.869,00	3.134.477,00

ALTERNATIVA D - TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS, 36 MVA - MOEDA 01/81

CR\$ MIL

ANO	VALOR ORÇADO ANUAL	F.V.A. (12% a.a.)	F.V.A. (8% a.a.)	V.A. (12% a.a.)	V.A. (8% a.a.)
01	480.275,00	1.0000	1.0000	480.275,00	480.275,00
02	854.359,00	0.8929	0.9259	762.857,00	791.051,00
03	1.043.685,00	0.7972	0.8573	832.026,00	894.751,00
04	539.983,00	0.7118	0.7938	384.360,00	428.639,00
05	246.103,00	0.6355	0.7350	156.398,00	180.886,00
06	256.791,00	0.5674	0.6805	145.703,00	174.746,00
07	173.534,00	0.5066	0.6301	87.912,00	109.344,00
08	89.719,00	0.4523	0.5834	40.580,00	52.342,00
09	285.604,00	0.4039	0.5402	115.355,00	154.283,00
10	182.693,00	0.3606	0.5002	65.879,00	91.383,00
VALOR ATUAL TOTAL (Cr\$ MIL)				3.071.345,00	3.357.700,00

ALTERNATIVA E - BANCOS TRIFÁSICOS, 58 MVA , COM
SECCIONADORAS NO MÓDULO DE TRANSFORMAÇÃO - MOEDA 01/81 - Cr\$ MIL

ANO	VALOR ORÇADO ANUAL	F.V.A. (12% a.a.)	F.V.A. (8% a.a.)	V.A. (12% a.a.)	V.A. (8% a.a.)
01	480.275,00	1.0000	1.0000	480.275,00	480.275,00
02	814.907,00	0.8929	0.0259	727.630,00	754.522,00
03	920.749,00	0.7972	0.8573	734.021,00	789.358,00
04	531.961,00	0.7118	0.7938	378.650,00	422.271,00
05	208.649,00	0.6355	0.7350	132.596,00	153.357,00
06	65.407,00	0.5674	0.6805	37.112,00	44.509,00
07	178.391,00	0.5066	0.6301	90.373,00	112.404,00
08	224.696,00	0.4523	0.5834	101.630,00	131.088,00
09	259.265,00	0.4039	0.5402	104.717,00	140.055,00
10	335,00	0.3606	0.5002	121,00	168,00
VALOR ATUAL TOTAL (Cr\$ MIL)				2.787.125,00	3.028.077,00

ALTERNATIVA F - BANCOS TRIFÁSICOS, COM 36 MVA, COM SECCIONADORAS
NO MÓDULO DE TRANSFORMAÇÃO - MOEDA 01/81 - CR\$ MIL

ANO	VALOR ORÇADO ANUAL	F.V.A. (12% a.a.)	F.V.A. (8% a.a.)	V.A. (12% a.a.)	V.A. (8% a.a.)
01	480.275,00	1.0000	1.0000	480.275,00	480.275,00
02	804.056,00	0.8929	0.9259	717.942,00	744.475,00
03	915.412,00	0.7972	0.8573	729.766,00	784.783,00
04	572.178,00	0.7118	0.7938	407.276,00	454.195,00
05	193.679,00	0.6355	0.7350	123.083,00	142.354,00
06	68.503,00	0.5674	0.6805	38.869,00	46.616,00
07	182.301,00	0.5066	0.6301	92.354,00	114.868,00
08	203.592,00	0.4523	0.5834	92.085,00	118.776,00
09	316.569,00	0.4039	0.5402	127.862,00	171.011,00
10	206.761,00	0.3606	0.5002	74.558,00	103.422,00
VALOR ATUAL TOTAL (Cr\$ MIL)				2.884.070,00	3.160.775,00

APÊNDICE DMANEIRAS USUAIS PARA A ANÁLISE DO
CRESCIMENTO DE CARGA DE UMA REGIÃO

Apesar de não se ter exato controle sobre as características inerentes das cargas que são supridas pelo sistema, a previsão do crescimento dessas cargas, incluindo a de modo probabilístico, fornece subsídios relevantes para as áreas de planejamento, operação e projeto, possibilitando com isto, prever expansões no sistema, de forma a atender adequadamente esse crescimento de carga.

Assim sendo, são descritos a seguir maneiras usuais para a análise do crescimento de carga de uma determinada região, a saber:

- . Método do crescimento histórico
- . Critério de Scheer
- . Análise de regressão pelo método dos mínimos quadrados

- Método do Crescimento Histórico

Denomina-se por Índice de crescimento histórico, a taxa de crescimento da carga, levando-se em conta apenas os valores máximos de demanda registrados nos anos inicial e final do período de observações.

APÊNDICE DMANEIRAS USUAIS PARA A ANÁLISE DO
CRESCIMENTO DE CARGA DE UMA REGIÃO

Apesar de não se ter exato controle sobre as características inerentes das cargas que são supridas pelo sistema, a previsão do crescimento dessas cargas, incluindo a de modo probabilístico, fornece subsídios relevantes para as áreas de planejamento, operação e projeto, possibilitando com isto, prever expansões no sistema, de forma a atender adequadamente esse crescimento de carga.

Assim sendo, são descritos a seguir maneiras usuais para a análise do crescimento de carga de uma determinada região, a saber:

- . Método do crescimento histórico
- . Critério de Scheer
- . Análise de regressão pelo método dos mínimos quadrados
- Método do Crescimento Histórico

Denomina-se por índice de crescimento histórico, a taxa de crescimento da carga, levando-se em conta apenas os valores máximos de demanda registrados nos anos inicial e final do período de observações.

Considerando:

$DM(n)$ = demanda máxima no ano final de observações

$DM(0)$ = demanda máxima no ano inicial de observações

i = taxa de crescimento anual

n = número de anos do período de observações considerado

$n = [0, \infty)$

$n = 0$ = ano inicial de observação

Sendo:

$$\frac{DM(n)}{DM(0)} = (1 + i)^n$$

a taxa de crescimento i será calculada por:

$$i = \left| \left(\frac{DM(n)}{DM(0)} \right)^{1/n} - 1 \right|$$

Exemplo:

Seja uma estação transformadora que apresenta os seguintes valores de carga:

ano de 1968: Demanda máxima = 2,680 MW

ano de 1977: Demanda máxima = 5,085 MW

A taxa de crescimento será:

$$i = \left(\frac{5,085}{2,680} \right)^{1/9} - 1 = 0,074$$

ou seja $i = 7,4\%$ a.a.

- Critério de Scheer

A maneira em apreço determina a previsão de carga futura em função do aumento de população e crescimento do consumo "per capita". É feita uma previsão de consumo e a demanda é calculada a partir da hipótese de que o fator de carga, para um dado sistema, se aproximará assintoticamente de 0.65. Tal aspecto foi desenvolvido com base no crescimento de carga observado em 109 países e, 15 anos após seu aparecimento (1962) já puderam ser feitas diversas constatações da sua eficácia. A expressão deduzida por Scheer é a seguinte:

$$\log C = K - 0.15 \log V$$

sendo:

C = percentagem de crescimento de consumo de um ano para o seguinte

K = $1,28 + 0.05 P$, sendo P a taxa de crescimento da população

V = consumo per capital (kWh/hab.).

Conhecendo-se a população da área e o consumo em um determinado ano, determina-se o consumo per capita, e poste-

riormente calcula-se a percentagem de crescimento de consumo. De posse deste valor determina-se o consumo do ano seguinte, e com o valor da população do ano correspondente, projetado a partir do índice demográfico, determina-se o novo valor para o consumo per capita.

Retorna-se novamente à equação para calcular a percentagem do crescimento de consumo e repete-se o procedimento até o ano desejado.

A demanda a cada ano é deduzida a partir do consumo e do fator de carga (FC) correspondente, originando-se esta expressão:

$$FC = 65,00 - Y (65,00 - Z)$$

Onde Z é o fator de carga do ano inicial (em %) e Y um parâmetro específico que para cada ano assume valores de tal maneira que, em 16 anos, a diferença entre 65,00% e o fator de carga do ano inicial se reduza à metade.

Os valores de Y são dados na tabela a seguir.

A aplicação direta da equação de Scheer deve ser feita com restrições onde há influência considerável de cargas com comportamento peculiar. Num sistema complexo, onde a influência de um grande consumidor se dilui na composição das cargas que originam a demanda máxima, a equação fornece resultados bas-

tante pr̄oximos da realidade, conforme j̄a foi constatado. Num sistema de proporç̄oes menores, todavia, os valores encontrados de vem ser criticados, observando-se a influência de grandes cargas concentradas e procurando-se avaliar seu desenvolvimento separadamente.

Quadro de Valores de Y

- ANO -	- Y -
0	1,00
1	0,96
2	0,92
3	0,88
4	0,84
5	0,80
6	0,77
7	0,74
8	0,71
9	0,68
10	0,65
11	0,62
12	0,60
13	0,57
14	0,55
15	0,52
16	0,50

Exemplo:

Conhecendo-se a população nos anos de 1977 a 1988, bem como o consumo no ano inicial, determinar, utilizando o método de Scheer:

- a) Consumo e demanda ano a ano
- b) Taxas de crescimento do consumo e da demanda.

n	ANO	POPULAÇÃO (. 10 ³)	CONSUMO (GWh)	V (kWh/hab)	C(%)	FATOR DE CARGA(%)	DEMANDA MÁX.(MW)
0	1977	168,6	86,5	513	10,55	44,5	22,2
1	1978	173,7	95,6	550	10,45	45,3	24,1
2	1979	178,9	105,6	590	10,34	46,3	26,0
3	1980	184,3	116,5	632	10,23	47,0	28,3
4	1981	189,8	128,4	677	10,13	47,8	30,6
5	1982	195,5	141,4	723	10,03	48,6	33,2
6	1983	201,4	155,6	773	9,93	49,2	36,1
7	1984	207,4	171,1	825	9,83	49,8	39,2
8	1985	213,6	187,9	880	9,73	50,4	42,5
9	1986	220,0	206,2	937	9,64	51,1	46,0
10	1987	226,6	226,1	998	9,55	51,7	49,9
11	1988	233,4	247,7	1061	9,46	52,3	54,1

Sendo:

$$n = 11$$

$$\frac{DM(11)}{DM(0)} = \frac{54,1}{22,2} = 2,44$$

$$i = \sqrt[11]{2,44} - 1 = 8,4\% \text{ a.a.}$$

- Análise de Regressão pelo Método dos Mínimos Quadrados

a) Ajustamento de curvas pelo método dos mínimos quadrados

Seja um conjunto de pontos (x_1, y_1) , (x_2, y_2) , etc., obtidos experimentalmente. Locando estes pontos, verifica-se que eles estão quase em linha reta.

Surge portanto, o problema de se definir qual a reta que melhor se ajusta ao conjunto de pontos obtidos. A solução deste problema constitui o objeto do método dos mínimos quadrados.

Sendo a equação da reta:

$$y = a x + b \quad (1)$$

Tem-se que a cada valor de x observado, correspondem dois valores de y :

1º) O valor y observado

2º) O valor determinado por (1): $a x + b$

Denomina-se desvio \bar{a} diferença:

$$d = y - (a x + b) \quad (2)$$

Cada desvio mede o quanto o valor determinado por (1) para y , se afasta do valor observado y .

O conjunto dos desvios:

$$d_1 = y_1 - (a x_1 + b)$$

$$d_2 = y_2 - (a x_2 + b)$$

.....

$$d_n = y_n - (a x_n + b),$$

dã a noção do bom ou mau ajustamento da reta (1) em relação aos dados obtidos experimentalmente. O ajustamento é um evento certo somente se todos os desvios forem nulos. Isto em geral não deverá acontecer, obviamente.

Tem-se, então, que determinar a reta que melhor se ajusta ao conjunto de pontos dados, o que é feito da seguinte forma:

Para a reta (1) que melhor se ajusta aos pontos $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$, alguns desvios serão positivos e outros negativos. Mas os quadrados dos desvios serão sempre positivos e na expressão

$$F(a, b) = d_1^2 + d_2^2 + \dots + d_n^2 \quad (3)$$

um desvio positivo (+ d) e um desvio negativo (- d) tem influência idêntica. O valor da soma dos quadrados dos desvios $F(a, b)$ depende da escolha de a e b. Ela nunca é negativa e será nula somente quando a e b têm valores tais que dão uma reta perfeitamente ajustada. Quer esta reta exista ou não, a reta $y = ax + b$ que melhor se ajusta ao conjunto de pontos, obtidos experimentalmente, é aquela para a qual a soma dos quadrados dos desvios,

$$F(a, b) = \sum_{i=1}^{i=n} d_i^2 \quad (4)$$

é mínima.

A equação (1) representa a superfície $W = F(a, b)$ no sistema de coordenadas a, b, W, para a qual se procura determinar os valores de a e b que dão um ponto de mínimo M.

Para isto, calculando as derivadas parciais $\frac{\partial F}{\partial a}$ e $\frac{\partial F}{\partial b}$ e considerando a condição de nulidade destas derivadas, obtêm-se um sistema de equações que permite calcular a e b.

b) Equações normais para linha reta

Para o ajustamento de uma linha reta pelo método dos mínimos quadrados, pode-se chegar facilmente ao sistema de fórmulas que permitam determinar a e b.

Na equação (4)

$$F(a, b) = \sum_{i=1}^n d_i^2$$

Substituindo d_i por $(y_i - a x_i - b)$ obteremos:

$$F(a, b) = \sum_{i=1}^n (y_i - a x_i - b)^2, \text{ sendo } y \text{ e } x \text{ as coordenadas dadas.}$$

Elevando o trinômio ao quadrado:

$$F(a, b) = \sum_{i=1}^n (y_i^2 + a^2 x_i^2 + b^2 + 2abx_i - 2ax_i y_i - 2by_i)$$

Pode-se escrever:

$$F(a, b) = \sum y_i^2 + a^2 \sum x_i^2 + \sum b^2 + 2ab \sum x_i - 2a \sum x_i y_i - 2b \sum y_i$$

onde:

$$\sum b^2 = n b^2, \text{ para } n = \text{número de observações}$$

Derivando esta expressão em relação a "b" e a "a", e considerando a condição de mínimo:

$$\frac{\partial F}{\partial b} = 2nb + 2a \sum x_i - 2 \sum y_i = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial a} = 2 a \sum x_i^2 + 2 b \sum x_i - 2 \sum x_i y_i = 0$$

Portanto:

$$n b + a \sum x_i = \sum y_i \tag{5}$$

$$b \sum x_i + a \sum x_i^2 = \sum x_i y_i$$

c) Outras equações

O método dos mínimos quadrados pode ser aplicado também para equações mais complexas. Por exemplo, para a parábola $y_i = a + bx_i + cx_i^2$ o desvio seria

$$d_i = y_i - (a + bx_i + cx_i^2)$$

As equações normais seriam:

$$an + b \sum x_i + c \sum x_i^2 = \sum y_i$$

$$a \sum x_i + b \sum x_i^2 + c \sum x_i^3 = \sum x_i y_i$$

$$a \sum x_i^2 + b \sum x_i^3 + c \sum x_i^4 = \sum x_i^2 y_i$$

Entretanto, torna-se mais prático aplicar-se uma anamorfose logarítmica à parábola, utilizando-se a seguir das equações normais da reta (5).

d) Aplicação do método à previsão de demanda

Sendo o crescimento de demanda da forma exponencial, terá a seguinte equação representativa:

$$y_n = y_0 (1 + i)^n$$

onde:

y_n = carga no ano n correspondente

y_0 = carga no ano inicial

i = taxa de crescimento por unidade

Seja:

$$A = 1 + i$$

Logo:

$$A^n = (1 + i)^n$$

Aplicando logaritmico na equação anterior, tem-se:

$$\log y_n = \log y_0 A^n = \log y_0 + n \log A$$

Fazendo a anamorfose logarítmica:

$$\log y_n = y$$

$$\log y_0 = b$$

$$n = x$$

$$\log A = a$$

Assim, teremos:

$$y = a x + b$$

Pode-se, por conseguinte, aplicar as equações normais para a linha reta.

Exemplo:

Na tabela seguinte, os valores de y_n são as demandas máximas dos anos correspondentes. Aplicando o método dos mínimos quadrados, obteve-se os valores indicados.

ANO	y_n	x	y	xy	x^2
1960	13,1	1	1,1173	1,1173	1
1961	16,1	2	1,2068	2,4136	4
1962	18,9	3	1,2765	3,8295	9
1963	18,9	4	1,2765	5,1060	16
1964	20,2	5	1,3054	6,5270	25
1965	20,4	6	1,3096	7,8576	36
1966	21,7	7	1,3365	9,3555	49
1967	23,4	8	1,3692	10,9536	64
TOTAIS		36	10,1978	47,1601	204

Pede-se também o valor da taxa de crescimento da demanda.

Nas equações normais:

$$10,1978 = 8 b + 36 a$$

$$47,1601 = 36 b + 204 a$$

Resolvendo-se o sistema e voltando às equações anteriores, obtem-se:

$$i = 7,2\%$$

APÊNDICE EDIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO
SISTEMA REAL ESTUDADO

- Área: Rio de Janeiro
- Sistema: LIGHT S.E.S.A. e respectivas interligações com o sistema principal

Sistema Elétrico Principal

