

DOREL SOARES RAMOS

**Engenheiro Eletricista, Escola Politécnica da USP, 1975
Mestre em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da USP, 1988**

**“MAXIMIZAÇÃO DE LIMITES DE
CARREGAMENTO E PADRONIZAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES E LINHAS DE TRANSMISSÃO :
UM SUPORTE AO PLANEJAMENTO DE REDES
ELÉTRICAS EM AMBIENTE DE RESTRIÇÕES
FINANCEIRAS”**

**Tese apresentada à Escola
Politécnica da USP para
obtenção do grau de
Doutor em Engenharia
Elétrica.**

Orientador : Prof. Dr. Luiz Cláudio Ribeiro Galvão

**ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
OUTUBRO de 1995**

Dedicatória

Ao meu querido pai Dorival Soares Ramos, falecido durante o desenvolvimento deste trabalho, cujo carinho, incentivo e orientação segura propiciaram a base para minha formação e desenvolvimento profissional .

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Luiz Cláudio Ribeiro Galvão, nosso amigo de muitos anos, pela orientação na elaboração deste trabalho e, principalmente, pelo grande incentivo e estímulo, com inúmeras “cobranças” amigáveis, para que concluíssemos a tarefa a que nos propusemos há longos cinco anos e que, face aos compromissos profissionais externos ao âmbito universitário, esteve muitas vezes em vias de permanecer sem a necessária consolidação.

Aos nossos grandes amigos e companheiros de muitas jornadas ao longo de nossa vida profissional, Profs. Drs. Marciano Morozowski Filho e Marcus Theodor Schilling, especialistas na área de métodos probabilísticos aplicados ao planejamento de sistemas elétricos de potência, pela oportunidade de muitas discussões elucidativas durante as atividades de preparação do material que consubstancia esta Tese, assim como por sugestões que deram corpo às propostas apresentadas e pela co-autoria de inúmeros artigos e Relatórios Técnicos, que embasaram a elaboração do texto final deste documento .

Aos amigos Eng^{os} Luiz Roberto Bezerra, de FURNAS Centrais Elétricas S.A.; Luiz Carlos Gesualdi Júnior, da LIGHT Serviços de Eletricidade S.A.; Alberto Bianchi Júnior, do Depto. de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da EPUSP; por materializar em seu trabalho profissional e respectivas Dissertações de Mestrado, muitas das idéias do autor, na forma de modelos computacionais e aplicações a situações práticas do setor elétrico brasileiro, cujos resultados extremamente interessantes constituem-se em sólido alicerce para as propostas centrais do presente trabalho .

Ao Prof. Dr. Carlos Medeiros Portela, professor emérito de Engenharia de Sistemas Elétricos e consultor de renome mundial, pela fonte de idéias e informações que se constituiu nossa convivência durante toda década de 80, materializada em inúmeras publicações em co-autoria, bem como por sua crítica e endosso às proposições relativas à carregamento de transformadores e padronização de arranjos de manobra e capacidade instalada de transformação que, do alto de sua autoridade de um dos mais profundos conhecedores desse assunto em atividade, nos fornece o respaldo para as propostas contidas no trabalho .

Aos colegas do Depto. de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela convivência e inspiração durante os quase 10 anos em que exercemos a atividade de docente do Depto.

À CESP - Companhia Energética de São Paulo, onde o autor desempenha a maior parte de sua atividade profissional, por proporcionar o ambiente adequado e as condições necessárias à elaboração de um trabalho de fôlego, como foi o caso desta Tese.

À nossa mãe Elza, por tudo de bom que sempre representou em minha vida; ao nosso filho Fábio pela compreensão nos longos períodos de “ausência” que se fizeram necessários, como também pelo suporte de “expert” em computação, que permitiu ao autor desatar diversos “nós” que surgiram no trabalho de edição do texto .

Finalmente, “at last but not least”, o autor deseja expressar seu reconhecimento à sua esposa Regina que, além do apoio, carinho e suporte emocional nos momentos de turbulência, digitou com esmero e incansável dedicação a maior parte do texto que se segue, sem o que teria sido impossível a conclusão desta tarefa .

RESUMO

Este trabalho tem por meta focalizar a adaptação necessária na metodologia de Planejamento atual, norteada segundo uma ótica determinística e conservadora, afim de permitir a elaboração de Programas de Obras de Transmissão/Subtransmissão, condicionados por limitações de teto no montante de investimento a curto e médio prazos.

Para tanto, como tema central, busca-se desenvolver uma base conceitual e metodológica, para permitir uma exploração maximizada das possibilidades de carregamento de equipamentos e instalações do sistema de transmissão, contemplando a especificação das ferramentas computacionais necessárias para dar consequência prática à proposta .

Considerando o potencial de análise proporcionado por métodos e técnicas de natureza probabilística, aplicados ao planejamento de Sistemas Elétricos, a espinha dorsal da evolução metodológica delineada no texto repousa sobre a avaliação de confiabilidade global e quantificação de riscos operativos .]

O texto foi estruturado em 8 capítulos onde, a partir de um capítulo introdutório, enfoca-se sequencialmente os temas:

- ◆ Conceitos e Metodologias para Maximização do Carregamento de Transformadores de Potência .
- ◆ Conceitos e Metodologias para Maximização do Carregamento de Linhas Aéreas de Transmissão.
- ◆ Impacto das Restrições Financeiras no planejamento e possibilidade de atuação a nível técnico para administrar o conflito entre qualidade de serviço e recursos limitados .
- ◆ Conceitos e Metodologias para relaxação dos Critérios limitantes para o carregamento máximo de componentes do sistema, em ambiente de severas restrições financeiras, no horizonte de curto prazo.
- ◆ Resultados obtidos em aplicações concretas a situações do Setor Elétrico, visando caracterizar o alcance do ferramental preconizado nos capítulos anteriores.
- ◆ Critérios e Procedimentos para Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão, coerentes com os conceitos de maximização de carregamento introduzidos nos dois primeiros capítulos .

Ao final do texto, incluiu-se um capítulo de "Conclusões", com o objetivo de sumarizar os aspectos mais relevantes abordados no texto, assim como indicar linhas de ação e novos desenvolvimentos, necessários para permitir a efetivação prática da metodologia proposta.

ABSTRACT

An important problem posed to power system planners in developing countries is now becoming commonplace, even in developed countries, and concerns on how to fit an expansion plan into a tight budget, with the least reduction in reliability levels. This problem is known as power system planning under financial constraints and a series of methods is now available to deal with it. So, this work addresses the necessary adjustments in order to permit the Transmission / Sub-transmission Expansion Program establishment when there are investments constraints in a medium/short term range.

The main emphasis is on the development of a methodological and conceptual framework, aiming at a maximized exploration of the loading capability of transformers and transmission lines of the power network.

In this context, a new methodological framework for transmission system planning in a financial constrained environment is presented. The proposed approach combines transmission projects priority evaluation and ranking as well as criteria flexibilization, being particularly suitable for short-term planning. The problem to be faced is to operate the system after a project postponement, while the service quality is kept so adequate as it is possible.

One of the main issues to be focused is the transmission system upgrading since a maximized equipment utilization can contribute to avoid a more significant restriction to the costumers. Therefore, a detailed description of the models for transmission lines and transformers loading limits assessment is presented, with emphasis on the main concepts and the application of probabilistic tools to circumvent the inherent conservatism of deterministic methods.

A summary of the contents is presented in what follows :

- ◆ Concepts and Methodology for Transformers loading maximization .
- ◆ Concepts and Methodology for Transmission Lines loading maximization .
- ◆ Financial Restrictions impacts on Expansion Planning Process and the possibilities to manager the conflict between service quality and investment constraints .
- ◆ Concepts and Methodologies to the relaxation of Criteria that limits the loading capability of transformers and transmission lines, aiming at short term Planning under severe financial restrictions .
- ◆ Obtained results in concrete applications of the proposed methodology and computational tools to Brazilian Electric Power System .
- ◆ Methods and Criteria to standardization of Substations and Transmission Lines, accordingly the main issues formerly introduced .
- ◆ Conclusions and Future Research .

SUMÁRIO

RESUMO	v
ABSTRACT	vi
SUMÁRIO.....	vii
LISTA DE FIGURAS E DE TABELAS	xiii
1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 - MOTIVAÇÃO	1
1.2 - OBJETIVO.....	2
1.3 - SISTEMÁTICA ADOTADA.....	3
1.4 - ESTRUTURA DO TEXTO.....	3
2. MAXIMIZAÇÃO DE LIMITES DE CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES.....	5
2.1 - PREÂMBULO: BREVE RETROSPECTIVA DOS ESTUDOS DE AQUECIMENTO X ENVELHECIMENTO DE TRANSFORMADORES.....	5
2.2 - CONCEITOS E DIRETRIZES PARA SISTEMATIZAR A OBTENÇÃO DE LIMITES DE CARREGAMENTO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS	7
2.2.1 - Aspectos Introdutórios	7
2.2.2 - Performance Térmica de Transformadores.....	8
2.2.3 - Diretriz Básica para Determinação de Limites de Carregamento.....	9
2.2.4 - Tipos de Carregamentos de Interesse para o Planejamento.....	11
2.3 - ASPECTOS COMPLEMENTARES DA ANÁLISE DE ENVELHECIMENTO POR SOLICITAÇÃO DE TEMPERATURA.....	13
2.4 - DIRETRIZES COMPLEMENTARES PARA ESTABELECIMENTO DE LIMITES DE CARREGAMENTO DAS UNIDADES TRANSFORMADORAS.....	17
2.4.1 - Carregamento em Condições Normais de Operação:	18
2.4.2 - Carregamento para Emergência de Longa Duração.....	19
2.4.3 - Carregamento para Emergência de Curta Duração.....	20
2.5 - PRINCIPAIS CONDICIONANTES DO CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	21
2.5.1 - Efeitos do Carregamento além dos Valores Nominais.....	22
2.5.1.1 - Considerações Gerais.....	22
2.5.1.2 - Efeitos a curto prazo	23
2.5.1.3 - Efeitos a longo prazo	23
2.5.2 - Estabelecimento do Conjunto de Restrições	24
2.5.3 - Valores Sugeridos para as Restrições Térmicas e de Envelhecimento	25
2.5.3.1 - Temperaturas para o Óleo e Enrolamentos e Carregamento Máximo.....	26
2.5.3.2 - Corrente de Carga.....	28
2.5.4 - Limitações Térmicas de Transformadores - Aspectos Conceituais.....	28
2.6 - ASPECTOS COMPUTACIONAIS	29
2.6.1 - Procedimentos para Avaliação do Limite em Condição Normal de Operação.	30
2.6.2 - Procedimentos para Limitação do Carregamento Planejado Acima do Valor de Placa.	33
2.6.3. Procedimentos para Determinação do Limite de Sobrecarga de Longa Duração	34

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

2.6.3.1 - Equacionamento Básico.....	34
2.6.3.2 - Procedimentos de Cálculo	35
2.6.3.3 - Cômputo de Envelhecimento.....	37
<i>2.6.4 - Procedimentos para Obtenção de Limite de Sobrecarga de Curta Duração.</i>	<i>39</i>
2.7 - PROCEDIMENTOS PARA ESTUDOS DE DEFINIÇÃO DE LIMITES DE CARREGAMENTO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS.....	43
2.8 - COMENTÁRIOS ADICIONAIS	43
2.8.1 - Restrições Acessórias.....	43
2.8.2 - Transformadores de Interligação de Sistemas	44
2.8.3 - Indisponibilidades do Sistema Forçado de Arrefecimento	45
2.9 - CONJUGAÇÃO DOS DIVERSOS LIMITES DE CARREGAMENTO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE TRANSFORMADORA.....	45
APÊNDICE : MODELO TÉRMICO UTILIZADO.....	47
A.1 - EQUACIONAMENTO BÁSICO.....	47
A.2 - FATORES DE CORREÇÃO DAS EQUAÇÕES.....	49
A.3 - CÁLCULO DA PERDA DE VIDA INSTANTÂNEA (EM UM INTERVALO DE INTEGRAÇÃO).....	50
A.4 - OBTENÇÃO DIRETA DOS FATORES DE SOBRECARGA DE CURTA DURAÇÃO	51
3 - MAXIMIZAÇÃO DE LIMITES DE CARREGAMENTO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO.....	54
3.1 - PREÂMBULO: BREVE RETROSPECTIVA DOS ESTUDOS DE AFERIÇÃO DE LIMITES TÉRMICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	54
3.2 - PERSPECTIVAS PARA OTIMIZAÇÃO DO CARREGAMENTO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO ..	56
3.2.1 - Capacidade de Transmissão de Linhas Aéreas - Visão de Planejamento	57
3.2.2 - Avaliação de Limites Térmicos de Linhas de Transmissão - Análise dos Fatores de Maior Influência.....	58
3.2.3 - Performance Térmica de Linhas Aéreas de Transmissão	60
3.3 - DIRETRIZES PARA DEFINIÇÃO DE LIMITES TÉRMICOS DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO	63
3.3.1 - Conceitos Fundamentais	64
3.3.2 - Diretriz Básica	65
3.3.3 - Diretrizes Complementares	65
3.3.4 - Diretriz de Planejamento	66
3.4 - CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS SIMPLIFICADOS PARA A OBTENÇÃO DE LIMITES TÉRMICOS - ENFOQUE DETERMINÍSTICO.	66
3.5 - CÁLCULO DE LIMITES TÉRMICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - SUGESTÕES PARA UMA ABORDAGEM HÍBRIDA DETERMINÍSTICO/PROBABILÍSTICA	69
3.5.1 - Aspectos Gerais.....	69
3.5.2 - Proposta Metodológica	70
3.5.3 - Comentários Adicionais	72
3.5.4 - Verificação Probabilística da Altura de Segurança ao Solo:	73
3.5.5 - Verificação Probabilística da Deterioração de Características Mecânicas:	77
3.5.6 - Aspectos Computacionais	78
3.5.6.1 - Algoritmo de Simulação	78
3.5.6.2 - Consideração das Correlações entre Variáveis de Entrada	80

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

APÊNDICE : DESCRIÇÃO MATEMÁTICA FORMAL DO FENÔMENO DE AQUECIMENTO DOS CONDUTORES DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO	84
A1- EQUACIONAMENTO BÁSICO.....	84
A2 - CALOR ABSORVIDO PELO CONDUTOR DEVIDO À IRRADIAÇÃO SOLAR	85
A.3 - CALOR DISSIPADO PELO CONDUTOR DEVIDO À CONVECÇÃO.....	86
A.4 - CALOR DISSIPADO PELO CONDUTOR DEVIDO À IRRADIAÇÃO DE ENERGIA.....	88
A.5 - EQUACIONAMENTO PARA AS TROCAS DE CALOR NO REGIME TRANSITÓRIO	88
4 - AS RESTRIÇÕES FINANCEIRAS E SEU IMPACTO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO.....	90
4.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	90
4.2. RELAXAMENTO DE CRITÉRIOS: CONCEITUAÇÃO E FILOSOFIA BÁSICA.	91
4.3. PRIORIZAÇÃO DE OBRAS: CONCEITOS BÁSICOS E CAMPO DE APLICAÇÃO.....	92
4.3.1. <i>Origem do Problema</i>	92
4.3.2. <i>Premissas Básicas</i>	93
4.3.3. <i>Aspectos Conceituais Importantes</i>	94
4.3.4. <i>Campo de Aplicação da Metodologia de Priorização de Obras</i>	97
4.4 - CONJUGAÇÃO DO RELAXAMENTO DE CRITÉRIOS E A METODOLOGIA PARA PRIORIZAÇÃO DE OBRAS.....	99
4.5 - IMPACTO DAS RESTRIÇÕES FINANCEIRAS NO PROCESSO DE PLANEJAMENTO: A NECESSIDADE DE UTILIZAÇÃO DE CRITÉRIOS E METODOLOGIAS DE NATUREZA CONJUNTURAL.....	100
APÊNDICE :- LINHAS ORIENTATIVAS PARA PLANEJAMENTO EM AMBIENTE DE RESTRIÇÕES FINANCEIRAS.....	103
A.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	103
A.2 - AVALIAÇÃO DA NECESSIDADE AJUSTE DO PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	104
A.3 - METODOLOGIA PARA ADAPTAÇÃO DE UM ELENCO PRIORIZADO DE OBRAS A TETOS DE INVESTIMENTO.....	104
A.4 - PROCEDIMENTOS PARA COMPARAÇÃO ECONÔMICA ENTRE PROGRAMAS DE OBRAS RESULTANTES DE DISTINTAS FILOSOFIAS DE CRITÉRIOS.....	106
5 - MAXIMIZAÇÃO DO CARREGAMENTO DE EQUIPAMENTOS EM AMBIENTE DE RESTRIÇÕES FINANCEIRAS.....	111
5.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	111
5.2 - RELAXAMENTO DE CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DE LIMITES DE CARREGAMENTO DOS COMPONENTES DO SISTEMA	111
5.2.1 - <i>Linhas de Transmissão</i>	111
5.2.1.1 - Estabelecimento das Diretrizes de Relaxamento	111
5.2.1.2 - Aperfeiçoamento no Enfoque de Avaliação de Limites Térmicos de LT's.....	116
5.2.1.3 - Comentários Finais.....	117
5.2.2 - <i>Transformadores de Potência</i>	118
5.2.2.1 - Estabelecimento das Diretrizes de Relaxação	118
5.2.2.2 - Comentários Finais.....	128
6 - METODOLOGIAS DE MAXIMIZAÇÃO DE CARREGAMENTO DE EQUIPAMENTOS E SUA REPERCUSSÃO NA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS : ALGUMAS APLICAÇÕES CONCRETAS AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO	129
6.1 - ESTUDOS DE AQUECIMENTO X ENVELHECIMENTO DE TRANSFORMADORES NA ÁREA DA CESP	129
6.1.1 - <i>Escopo da Análise</i>	129
6.1.2 - <i>Estudos de Aquecimento e Envelhecimento de Transformadores em Regime de Sobrecarga</i>	130
6.1.2.1 - Dados Utilizados.....	130
6.1.2.2 - Simulações de Aquecimento e Envelhecimento para Condições Normais e Sobrecargas de Longa Duração.....	132

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

6.1.3. Conclusões e Recomendações quanto a Critério de Operação e Planejamento para Condições Normais de Carga e para Contingências de Longa Duração.....	134
6.1.4 - Simulação de Aquecimento e Envelhecimento para sobrecarga de Curta - Duração.....	136
6.2 - ESTUDOS DE AQUECIMENTO X ENVELHECIMENTO DE TRANSFORMADORES PARA O SISTEMA DE FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS	139
6.2.1 - Comparação entre Enfoque Diário Pontual X Enfoque Anual.....	140
6.2.2 - Base Comum de Comparação.....	140
6.2.3 - Casos Estudados.....	142
6.2.3.1 - Considerações Preliminares.....	142
6.2.3.2 - Descrição dos Casos.....	142
6.2.4 - Resultados Obtidos nas Simulações.....	144
6.2.5 - Análise dos Resultados.....	146
6.3 - ESTUDOS DE CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES : APLICAÇÃO AO SISTEMA DA LIGHT	149
6.4 - VALORES TÍPICOS DE CARREGAMENTO PARA O SISTEMA BRASILEIRO.....	150
6.4.1 - Base de Dados para Estudos de Carregamento de Unidades Transformadoras.....	151
6.4.1.1 - Dados Construtivos de Unidades Transformadoras.....	152
6.4.1.2 - Limites Operacionais.....	152
6.4.1.3 - Curvas de Carga e de Temperaturas Ambientas.....	153
6.4.1.4 - Frequência e Duração de Emergências.....	155
6.4.2 - Resultados Obtidos nas Simulações.....	155
6.5 - ESTUDOS DE DETERMINAÇÃO DE LIMITES TÉRMICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NA REDE DE 440 KV DA CESP	157
6.5.1 - Escopo do Trabalho.....	157
6.5.2 - Dados Utilizados.....	157
6.5.3 - Resultados Obtidos.....	160
6.5.4 - Análise de Sensibilidade.....	161
6.5.4.1 - Sensibilidade das Distribuições de Temperatura dos Condutores em Regime.....	162
6.5.4.2 - Sensibilidade da Temperatura dos Condutores em Regime Transitório.....	165
6.5.5 : - Avaliação dos Resultados Obtidos.....	166
6.6 - IMPACTO DOS LIMITES DE CARREGAMENTO DE EQUIPAMENTOS NOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELETROPAULO.....	167
6.6.1 - Preâmbulo.....	167
6.6.2 - Objetivos das Simulações.....	167
6.6.3 - Dados e Critérios.....	168
6.6.3.1 - Dados Estocásticos.....	168
6.6.3.2 - Critérios de Balizamento.....	169
6.6.4 - Premissas Adotadas.....	169
6.6.4.1 - Níveis de Carregamento.....	169
6.6.4.2 - Curva de Carga.....	170
6.6.4.3 - Despachos de Geração.....	170
6.6.5 - Metodologia.....	170
6.6.5.1 - Procedimento Básico.....	170

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

6.6.5.2 - Medidas Corretivas Pesquisadas.....	171
6.6.5.3 - Representação do Sistema	172
6.6.5.4 - Contingências Simuladas.....	173
6.6.5.5 - Número Mínimo de Extrações e Intervalo de Varredura da Curva de Carga.....	173
6.6.6 - Índices de Confiabilidade	174
6.6.7 - Resultados Obtidos.....	176
6.6.7.1 - Análise do Caso Base	176
6.6.7.2 - Sensibilidade aos Limites de Carregamento de Linhas de Transmissão e Transformadores.....	178
6.6.7.3 - Sensibilidade à Política de Reserva de Transformação.....	179
6.6.7.4 - Sensibilidade à Incerteza nas Projeções de Carga.....	180
7 - CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS PARA PADRONIZAÇÕES DE SUBESTAÇÕES E LINHAS DE TRANSMISSÃO	189
7.1 - PREÂMBULO	189
7.2 - PADRONIZAÇÃO DE ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES	189
7.2.1 - Considerações Gerais	189
7.2.2 - Aspectos Considerados na Comparação de Alternativas	189
7.2.3 - Linhas Orientativas Básicas para Estudos de Padronização de Arranjos de SE's.....	190
7.2.3.1 - Formulação de Alternativas	191
7.2.3.2 - Avaliação de Custos de Investimento	191
7.2.3.3 - Estudos de Confiabilidade.....	193
7.2.3.4 - Inclusão dos Aspectos Adicionais	197
7.2.3.5 - Análise Econômica das Alternativas de Arranjo	199
7.2.4 - Cadeia de Procedimentos e Seleção Final de Alternativas.....	205
7.2.5 - Considerações Finais.....	205
7.3 - PADRONIZAÇÃO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS E CAPACIDADE INSTALADA DE SE'S.....	205
7.3.1 - Considerações Gerais	205
7.3.2 - Etapas de um Estudo de Padronização.....	207
7.3.3 - Levantamento de Preços de Equipamentos.....	208
7.3.4 - Formulação de Alternativas de Padrão e Políticas de Instalação.....	209
7.3.5 - Estudos de Confiabilidade	210
7.3.6 - Análise Econômica e Pré-seleção das Alternativas	210
7.3.7 - Seleção Final de Alternativas e Análise de Sensibilidade.....	212
7.3.8 - Condicionamentos para Definição das Características Básicas dos Transformadores	214
7.4 - PADRONIZAÇÃO DE BITOLAS PARA CONDUTORES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	215
7.4.1 - Considerações Iniciais	215
7.4.2 - Colocação do Problema.....	217
7.4.3 - Aspectos Conceituais da Metodologia Proposta.....	217
7.4.4 - Horizonte de Estudo.....	220
7.4.5 - Análise Econômica.....	220
7.4.5.1 - Custo de Investimento	220
7.4.5.2 - Custo de Perdas	221
7.4.5.3 - Processo de Decisão	223
7.4.5.4 - Procedimentos	223
7.5 - PADRONIZAÇÃO DE SUBESTAÇÕES EM AMBIENTE DE RESTRIÇÕES FINANCEIRAS	224
7.5.1 - Esquema de Manobra de Subestações	225
7.5.2 - Política de Reserva de Transformação	226
7.5.3 - Análise da Repercussão Econômica da Redução do Nível de Redundância da Rede	228

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

7.6 - CASO APLICATIVO : DETERMINAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DAS SE'S DE DISTRIBUIÇÃO DA CESP E ESTABELECIMENTO DA POLÍTICA DE EXPANSÃO LOCAL DO SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO	233
7.6.1 - Padronização de Arranjos de Subestações de Distribuição 138/13,8 kV.....	233
7.6.1.1 - Resumo da Análise Efetuada	233
7.6.1.2 - Operação dos Transformadores em Sobrecarga / Critério de Corte de Carga.....	234
7.6.1.3 - Resultados dos Estudos de Confiabilidade	234
7.6.1.4 - Energia Média Não Fornecida às Cargas.....	235
7.6.1.5 - Custo de Implantação das Subestações.....	236
7.6.1.6 - Custo Total e Definição do Padrão de Arranjo de Manobra.....	236
7.6.2 - Análise das Políticas de Instalação de Transformadores	237
7.6.2.1 - Considerações Gerais.....	237
7.6.2.2 - Parâmetros Analisados	238
7.6.2.3 - Hipóteses Adotadas	239
7.6.2.4 - Análise dos Resultados	239
7.6.2.5 - Influência da Taxa de Atualização de Investimento e da Taxa de Crescimento da Carga.....	241
7.6.2.6 - Considerações Finais Relativas à Política de Expansão.....	242
8 - CONCLUSÕES / DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	246
8.1 - MAXIMIZAÇÃO DE CARREGAMENTOS : PRINCIPAIS CONCEITOS E METODOLOGIA ADOTADA.....	246
8.2 - PADRONIZAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	248
8.3 - CONTRIBUIÇÕES AOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	249
8.4 - DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	251
- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	252
I. CARÁTER GERAL:.....	252
II. CARREGAMENTOS DE TRANSFORMADORES:.....	254
III. CARREGAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO:.....	257

ANEXO 1 : “Determinação de Limites de Carregamento para Unidades Transformadoras - Extensão para Transformadores de Três Enrolamentos”

ANEXO 2 : “ Proposta de Modelagem Probabilística para a Determinação de Limites de Carregamento e Capacidade Instalada de Subestações”

ANEXO 3 : “ O Problema de Priorização de Obras”

LISTA DE FIGURAS E DE TABELAS

- FIGURAS

Figura 3.1 : Obtenção da Curva de Distribuição de Probabilidades da Temperatura do Condutor

Figura 3.2 : Risco de Descarga

Figura 3.3 : Cálculo da Redução Acumulada da Carga de Ruptura dos Condutores

Figura 3.4 : Distribuição de Temperaturas nos Cabos Condutores de uma Linha de Transmissão em Função da Corrente

Figura 4.1 : Conceituação da "Taxa de Atualização de Capital Implícita" no Período de Restrições Financeiras

Figura A.1 : Determinação da Necessidade de Ajuste do Programa de Investimento

Figura A.2 : Seleção de Conjunto de Obras para Ajuste do Teto de Investimentos

Figura A.3 : Comparação entre Filosofias de Critérios de Desempenho do Sistema

Figura 5.1 : Determinação da Região Viável no Plano das Condições Ambientais

Figura 6.1: Curva de Densidade de Probabilidade de Fluxos no Transformador da ETT Glicério 345/88 kV. (INCERTEZA 0.1%)

Figura 6.2 : Curva de Densidade de Probabilidade de Fluxos no Transformador da ETT Glicério 345/88 kV. (INCERTEZA 5%)

Figura 6.3 : Curva de Densidade de Probabilidade de Fluxos no Transformador da ETT Glicério 345/88 kV. (INCERTEZA 10%)

Figura 6.4 : Curva de Densidade de Probabilidade de Fluxos no Transformador da ETT Glicério 345/88 kV. (INCERTEZA 15%)

Figura 7.1 : Cronograma de Desembolsos e Cálculo do Investimento Equivalente de um Projeto, incluindo "Juros durante a Construção"

Figura 7.2 : Políticas de Instalação de Transformadores para Mesma Configuração Final da SE

Figura 7.3 : Fluxo de Caixa Representando Depreciação e Ociosidade

Figura 7.4 : Evolução de Carregamento e Capacidade de uma Subestação.

Figura 7.5 : Curva Típica de Densidade de Probabilidade de Fluxos em LT

Figura 7.6 : Curvas Investimento X Risco e Custo Total de Interrupção X Risco para um Ano Qualquer do Horizonte Analisado.

Figura 7.7 : Fluxos de Caixa de Investimento para um Projeto Qualquer, com Desembolso Postergado, para as Situações de Planejamento na Ótica Tradicional e sob Critérios Relaxados

Fluxograma 7.1: Procedimentos para Comparação e Seleção de Alternativas de Arranjos de SE's.

Fluxograma 7.2 : Comparação e Seleção de Alternativas para Padronização da Capacidade Transformadora de SE's.

Fluxograma 7.3: Atividades para os Estudos de Padronização de Bitolas

Ilustração 7.1 : Arranjo Básico CESP com dois Transformadores

Ilustração 7.2 : Arranjo Básico CESP com um Transformador

- TABELAS

Tabela 2.1 : Restrições Térmicas e de Carregamento Adotadas

Tabela 2.2 : Corrente Máxima para Transformadores de Potência

Tabela 2.3 : Envelhecimentos Relativos

Tabela 6.1 : Curva de Carga Típica Residencial-Industrial

Tabela 6.2 : Sazonalidade da Carga Residencial- Industrial

Tabela 6.3 : Valores Máximos de Temperatura do Ponto mais Quente e de Envelhecimento Diário, Mensal e Anual

Tabela 6.4 : Duração Máxima ($\Delta t_{\text{máx}}$) de uma Sobrecarga de Valor Relativo f_2

Tabela 6.5 : Temperatura Ambiente Típica da Região Sudeste

Tabela 6.6 : Evolução da Carga ao Longo dos Meses (em p.u. da ponta anual)

Tabela 6.7 : Perfil Diário Tipo 1(em p.u. da ponta de carga diária)

Tabela 6.8 : Perfil Diário Tipo 2 (em p.u. da ponta de carga diária)

Tabela 6.9 : Compensação Reativa Horária

Tabela 6.10 : Enfoque Anual - Carga Máxima por Transformador

Tabela 6.11: Resumo de Casos - Enfoque Diário / Carga Máxima por Transformador (p.u.)

Tabela 6.12 : Postergação de Reforço na Capacidade Instalada

Tabela 6.13 : Plano de Obras para a Região da Tijuca

Tabela 6.14 : Plano de Obras segundo o Novo Critério

Tabela 6.15 : Cronograma de Desembolso das Obras

Tabela 6.16 : Temperaturas Máximas

Tabela 6.17 : Sazonalidade Típica da Carga

Tabela 6.19 : Sazonalidade Típica da Temperatura

Tabela 6.18 : Curvas de Temperaturas Típicas (°C)

Tabela 6.20: Valores Orientativos de Frequência e Duração.

Tabela 6.21 : Limites de Carregamento de Longa Duração para Unidades de Suprimento e de Interligação de Malhas Regionais .

Tabela 6.22 : Limites de Carregamento de Longa Duração para Unidades de Interligação de Sistemas

Tabela 6.23 : Limites de Carregamento de Curta Duração para Unidades de Suprimento e de Interligação de Malhas Regionais

Tabela 6.24 : Limites de Carregamento de Curta Duração para Unidades de Interligação de Sistemas

Tabela 6.25 : Distribuição de ocorrências simultâneas de V_v e T_a (%)

Tabela 6.26 : Distribuição de ocorrências de I (%)

Tabela 6.27 : Distribuição de ocorrências de q_s (%)

Tabela 6.28 : Curvas Médias diárias - I x q_s

Tabela 6.29 : Funções Probabilísticas de Tc

Tabela 6.30 : Comportamento transitório de Tc

Tabela 6.31 : Distribuição de ocorrências de I (%) para Reduzido Fator de Carga

Tabela 6. 32 : Distribuição de ocorrências de I (%) para Alto Fator de Carga

Tabela 6. 33 : Distribuições de Probabilidade para a Temperatura dos Condutores da Linha de Transmissão

Tabela 6. 34 : Distribuições de Probabilidade para a Temperatura dos Condutores da Linha de Transmissão

Tabela 6. 35 : Comportamento transitório Tc

Tabela 6.36 : Índices de Confiabilidade - Caso Base

Tabela 6.37 : Índices de Confiabilidade - Caso Base

Tabela 6.38 : Índices de Confiabilidade - Caso Base

Tabela 6.39 : Índices de Confiabilidade - Caso Base

Tabela 6.40 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% acima

Tabela 6.41 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% acima

Tabela 6.42 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% acima

Tabela 6.43 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% acima

Tabela 6.44 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% abaixo

Tabela 6.45 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% abaixo

Tabela 6.46 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% abaixo

Tabela 6.47 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% abaixo

Tabela 6.48 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % abaixo

Tabela 6.49 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % abaixo

Tabela 6.50 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % abaixo

Tabela 6.51 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % abaixo

Tabela 6.52 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % acima

Tabela 6.53 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % acima

Tabela 6.54 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % acima

Tabela 6.55 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % acima

Tabela 6.56 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 29 % acima

Tabela 6.57 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 29 % acima

Tabela 6.58 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 29 % acima

Tabela 6.59 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 29 % acima

Tabela 7.1 : Custo Global das Alternativas Analisadas

Tabela 7.2 : Índices de Confiabilidade - Arranjo Básico

Tabela 7.3 : Valor Presente dos Custos de Instalação; de Energia Não Suprida e Total para as Alternativas de Arranjo de Manobra em Análise

Tabela 7.4 : Políticas de Instalação de Transformadores

1 - INTRODUÇÃO

1.1 - Motivação

A conjuntura econômica atual na maioria dos países emergentes para o desenvolvimento, caracteriza-se por alguns pontos essenciais em comum, como por exemplo (i) o uso da tarifa de energia elétrica como instrumento de combate à inflação durante longo período, por parte dos Governos Federais, minando a possibilidade de investimento das concessionárias a partir de receita própria; (ii) o pesado fardo representado pela herança de um endividamento excessivo do Setor Elétrico, oriundo de decisões equivocadas no passado. Esta situação tem se refletido, invariavelmente nos últimos anos, em severas limitações para investimento nas obras que poderiam garantir uma evolução da configuração do sistema existente, em consonância com as taxas de crescimento que vem sendo experimentadas pelo mercado consumidor.

Assim, detectou-se a premência de se estabelecer uma ampla revisão dos critérios de planejamento em vigor, como forma de obter diretrizes seguras, porém arrojadas, no sentido da maximização da utilização de equipamentos e instalações existentes, motivando a busca de uma solução de compromisso para os requisitos conflitantes representados pela qualidade de serviço adequada e pela limitação expressiva nos recursos para investimento.

É evidente que para lidar com este tipo de dilema, decorrente de restrições financeiras que podem ser de natureza conjuntural ou permanente, o planejador se vê na situação de, necessariamente, abrir mão de alguma(s) premissa(s) usualmente assumida(s) no planejamento, recaindo-se no problema de ter que arriscar a redução das margens de utilização do sistema, explorando-se mais os equipamentos e instalações já na etapa de planejamento, ou ter que optar entre reduzir a qualidade de fornecimento, mantendo o atendimento, ainda que precário, a todos os consumidores existentes e programados, em alternativa a manter a qualidade do padrão de atendimento, à custa da restrição à magnitude do mercado, via repressão da expansão da demanda.

Cabe ressaltar, por oportuno, que o Setor Elétrico no Brasil encontra-se em um momento de transição extremamente importante em sua história, onde em decorrência da situação de caos econômico/financeiro referida acima e que causou o esgotamento completo do modelo de gestão que vigorava desde a promulgação do Código de Águas de 1934, como também em decorrência da necessidade de regulamentação do Artigo 175 da Constituição Federal, que impõe a obrigatoriedade de licitação para toda e qualquer concessão de serviço público, estabeleceu-se as bases de um novo arcabouço institucional (Leis 8987/95 e 9074/95) que principia a ser implementado.

Nesse novo ambiente que passará a vigorar em breve, estimula-se a eficiência e a produtividade das empresas, com forte penalização sobre os custos, via introdução de mecanismos de competição que, embora ainda não perfeitamente definidos, tornarão vital para a sobrevivência das empresas, uma adequada gestão sobre seus custos, caracterizando uma estreita vinculação entre os requisitos de performance que as empresas terão que enfrentar e o tema central dessa Tese .

1.2 - Objetivo

Este trabalho buscou estabelecer uma proposição de alterações para o elenco de critérios/procedimentos atualmente sendo aplicados no âmbito do planejamento tático (Curto/Médio prazos) do sistema elétrico brasileiro, especialmente no que respeita ao tema “Limites de Carregamento de Linhas de Transmissão e Transformadores” .

A referida proposta teve por meta balizar o estabelecimento da real necessidade de revisão/aperfeiçoamento de metodologias e critérios em prática, assim como foi importante para permitir a identificação de novas ferramentas de planejamento, cuja necessidade de desenvolvimento tornou-se imperiosa.

Nesse contexto e em última análise, o objetivo perseguido direciona-se para uma redução significativa nos investimentos de implantação/ampliação da rede elétrica, no horizonte de curto/médio prazos, com comprometimento mínimo do desempenho do sistema em relação aos padrões de atendimento usuais do Setor .

Dessa forma, todos os esforços foram empreendidos na busca de procedimentos que permitam uma otimização no uso das instalações e equipamentos existentes, apoiando-se as propostas, sempre que viável, no amplo arsenal proporcionado pelas técnicas e métodos de natureza probabilística quando aplicadas ao Planejamento de Sistemas Elétricos de Potência. Nesse sentido, a presente proposta constitui-se uma extensão de trabalho anterior do autor, na esfera de seu programa de Mestrado [Ramos, D.S. ; 1988]

Para viabilizar uma efetiva implantação de uma nova ótica dentro do processo de planejamento, evoluindo-se do enfoque determinístico para o enfoque probabilístico na definição das etapas de expansão e dimensionamento do sistema e seus componentes, sugere-se uma evolução gradual, com dois estágios.

Nesta evolução se caracteriza inicialmente uma fase de transição onde o enfoque da expansão seria ainda determinístico, distinguindo-se da prática atual pelo fato de que os critérios de utilização dos equipamentos e instalações seriam menos conservativos, buscando-se uma maior compatibilização com a nova realidade do setor, onde preponderam restrições/limitações de natureza financeira. Na etapa evolutiva seguinte, e final, os procedimentos de planejamento evoluiriam para um enfoque probabilístico, viabilizado pelo desenvolvimento de instrumental adequado, abrangendo desde uma Base de Dados até Modelos Computacionais específicos.

A vantagem visualizada com esta sistemática, reside no fato de que a fase de transição pode ser implementada a curtíssimo prazo, com repercussão imediata nas necessidades de investimento das empresas. Por outro lado, a filosofia probabilística de planejamento só se torna viável, na prática, no momento em que a infraestrutura adequada de dados e modelos estiver implementada; o que demanda tempo para ocorrer.

Na determinação de procedimentos para garantir um "uso maximizado" dos equipamentos, assumiu-se a disponibilidade imediata ou, na pior das hipóteses, a curto

prazo, dos dados específicos de cada instalação e de valores consagrados na empresa para (i) os custos de instalação; (ii) parâmetros de padronização e (iii) duração/taxa de ocorrência de emergências.

1.3 - Sistemática Adotada

Inicialmente, estrutura-se uma proposta consistente para permitir explorar melhor a capacidade de carregamento dos equipamentos da rede de transmissão, buscando-se estabelecer um arcabouço metodológico e ferramental computacional compatível para viabilizar a sistematização da avaliação de limites de carregamento sob uma nova ótica, onde as margens de segurança ora incorporadas nos procedimentos e premissas clássicas estivessem convenientemente reduzidas .

Estabelecido o instrumental para suportar o Processo de Planejamento da Expansão em bases mais coerentes com o momento atual, o foco da análise voltou-se para o desenvolvimento de conceitos / procedimentos / ferramentas complementares, visando o Planejamento pré-Operacional do Sistema, supondo-se a incidência de fortes restrições financeiras de natureza conjuntural que, conforme vem se tornando rotina no dia a dia das empresas, impedem o desenvolvimento do Programa de Obras conforme definido na fase de Planejamento a médio prazo .

Nesse caso, de contingenciamento financeiro adicional, a sistemática adequada para enfrentamento do problema conduz, em princípio, a duas vertentes complementares, para se estabelecer uma solução:

- (i) *ênfase na redução do fator de segurança sabidamente elevado, que está implícito nos atuais critérios de planejamento, efetivando-se uma revisão ampla desses critérios que contemple, como diretriz principal, a redução ou relaxação no nível de desempenho exigido para o sistema;*
- (ii) *utilização de procedimentos de priorização de obras, suportados por instrumental computacional apropriado, onde a escala hierárquica dos empreendimentos e seu consequente reescalonamento no tempo possam conjugar a necessidade de respeitar tetos de investimento com a minimização dos prejuízos para o mercado consumidor.*

Salienta-se que a sistemática proposta para relaxamento de critérios e priorização de obras, é considerada válida para a aplicação em horizonte de curto prazo e em ambiente de severas restrições financeiras para investimento, supondo-se tacitamente que, no âmbito do Setor onde já vem sendo aplicada, deva ser periodicamente reavaliada, ampliada e/ou modificada com base na experiência obtida em sua aplicação.

1.4 - Estrutura do Texto

Em consonância com a linha de desenvolvimento adotada, os dois primeiros Capítulos objetivam estabelecer a base conceitual e metodológica de um elenco de critérios e procedimentos para a definição de limites de carregamento de equipamentos, voltados para uma utilização maximizada das possibilidades de transporte de energia .

O instrumental proposto objetiva suportar o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico na análise de médio prazo do sistema, supondo-se a existência de restrições orçamentárias suaves e possíveis de estimar a priori . Quando este não for o caso, pode-se recorrer a técnicas de Planejamento de sistemas flexíveis, em ambiente de incertezas, que estão em fase de desenvolvimento e ainda não se encontram incorporadas na rotina das empresas do Setor.

De qualquer forma, uma cadeia de procedimentos factível, mesmo sem disponibilidade de Modelos Computacionais específicos, pode ser executada, conforme se reporta em Apêndice do Capítulo 4 desta Tese .

Na sequência, o próximo capítulo visa conceituar o impacto das restrições financeiras agudas e de curto prazo no planejamento da expansão, em seus aspectos conceituais e macroscópicos, efetivando-se a análise dos critérios atuais e a identificação de exigências que possam ser relaxadas.

O enfoque da determinação conjuntural dos limites de carregamento de linhas de transmissão e transformadores de potência, face à se constituir o aspecto central da atenção nesse trabalho, é realizado em Capítulo à parte, até porque a abordagem, nesse caso, não se restringe apenas a aspectos de natureza metodológica, mas contempla também a especificação das principais características dos modelos computacionais necessários para permitir a aplicação da metodologia em escala de produção, no âmbito das empresas concessionárias.

No Capítulo 6, objetivou-se fundamentar a perspectiva de aplicação das propostas apresentadas, reportando-se então uma série de aplicações já realizadas em diversas empresas do Setor Elétrico, utilizando as ferramentas já desenvolvidas durante o período de elaboração dessa Tese e que, no modo de ver do autor, ilustram bem o enorme potencial de aplicação do ferramental, como também deixam bem estabelecido o impacto favorável dos resultados sobre o nível de investimento necessário para a expansão da rede de transmissão.

Em seguida, no penúltimo Capítulo, aborda-se, como extensão natural do tema de carregamento de equipamentos, a “Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão”, tendo por base o alicerce construído nos capítulos anteriores e a ênfase na aplicação de métodos e técnicas de natureza probabilística à solução do problema .

Finalmente, o último capítulo sumariza as principais conclusões, emergentes das reflexões e discussões contempladas ao longo do desenvolvimento do texto, abrindo a perspectiva de desenvolvimentos futuros para complementar a base ora estabelecida .

2. MAXIMIZAÇÃO DE LIMITES DE CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES

Neste capítulo objetiva-se apresentar a infra-estrutura de cunho metodológico necessária para viabilizar uma utilização mais intensa da capacidade de transformação existente em uma Rede de Transmissão, assim como permitir a consideração de uma utilização maximizada para fins de planejamento, no caso dos equipamentos programados dentro do horizonte da expansão do Sistema.

Dessa forma, diversas premissas usualmente assumidas na metodologia convencional de determinação de limites de carregamentos de unidades transformadoras são colocadas em discussão, propondo-se alternativas de critérios e/ou de procedimentos metodológicos, que permitem obter um uso maximizado dos equipamentos existentes e planejados.

As propostas desse Capítulo visualizam o Planejamento da Expansão do Sistema em um momento em que inexistem restrições financeiras agudas, normalmente incidentes no curto prazo. Uma possível solução para lidar com o problema de contingenciamento orçamentário severo, afetando o Planejamento da Operação, será discutida no Capítulo 5, após o desenvolvimento de toda conceituação necessária ao Planejamento em ambiente de restrições financeiras, o que é feito no Capítulo 4 .

É importante ressaltar que na prática, quando da determinação do uso "eficiente" dos equipamentos através da aplicação da metodologia e procedimentos propostos no que se segue, deve-se considerar dados específicos de cada instalação e valores conhecidos na empresa relativos a custos, padronização, condições ambientais na área de concessão e duração e taxa de ocorrência de emergências.

2.1 - Preâmbulo: Breve Retrospectiva dos Estudos de Aquecimento x Envelhecimento de Transformadores.

A vida útil de uma unidade transformadora pode ser associada ao desempenho de sua isolamento sólida, que por sua vez é função do grau do envelhecimento que decorre de solicitações de natureza aleatória ao longo do período de utilização do equipamento. Em sua concepção tradicional, os estudos de aquecimento x envelhecimento de transformadores, visando a avaliação das possibilidades de carregamento, eram conduzidos em base diária, recomendando-se a instalação de uma nova unidade quando a taxa de deterioração da isolamento no dia de ponta de carga anual da SE, para condição normal ou em contingência, excedesse aquela que se verificaria, no mesmo período, para um transformador que estivesse operando em condições ambientais padronizadas.

Usualmente, assumia-se a expectativa de vida desejável para o equipamento com base ao período legal para amortização e remuneração tarifária, igualando tal expectativa ao valor de vida útil contábil, atualmente fixado em 30 anos.

Vale frisar que para uma operação em permanência nas condições de projeto (máximas elevações de temperatura do óleo sobre o ambiente e máxima elevação de temperatura dos enrolamentos sobre o óleo), com temperatura ambiente padronizada admitida no patamar de 20° C, as equações que descrevem o fenômeno de envelhecimento permitem extrapolar uma expectativa de vida da ordem de algumas dezenas de anos.

Independentemente do número de anos que caracterize a vida útil esperada para o equipamento frise-se, adicionalmente, que se em situação de emergência não se admitir um envelhecimento mais acelerado do equipamento em relação ao envelhecimento médio correspondente à expectativa de vida útil preconizada como critério, a premissa torna-se equivalente a admitir contingências com frequência diária de ocorrência, posto que mesmo nessa hipótese de ocorrência diária de contingências, a expectativa de vida seria mantida.

De fato, admitindo-se por absurdo que a emergência mais severa ocorresse todos os dias, isto implicaria que o envelhecimento máximo seria alcançado diariamente e, mesmo nesta hipótese desfavorável ao extremo, a acumulação dos envelhecimentos diários levaria ao consumo da vida útil total apenas no número de anos que se assumiu inicialmente como critério. Uma vez que, evidentemente, as situações de emergência ocorrem raramente, o envelhecimento diário usual é muito menor que o máximo vinculado ao critério, deixando margem bastante expressiva para ser consumida durante as contingências; margem que, no enfoque tradicional, não é utilizada.

Além disso, para garantir resultados sempre a favor da segurança, tinha-se que forçosamente escolher as piores condições operativas com respeito às curvas de carga (dia de ponta anual) e de temperatura (ciclo diário de verão com médias das máximas horárias, ou ainda valor constante correspondente à média das máximas diárias do ano). Tal procedimento é, sem sombra de dúvida, conservativo ao extremo.

Fica claro do exposto, à despeito de outras possíveis considerações, que qualquer política de instalação e operação de transformadores formulada com base a esta ótica, não atende um critério de custo global mínimo. Este critério deveria surgir da ponderação adequada do custo de aquisição de novos equipamentos e do custo social representativo da deterioração da qualidade de serviço oferecida ao consumidor.

Uma política ótima de instalação contemplaria conseqüentemente uma minimização de custos, de tal forma que não fossem aplicadas sobrecargas excessivas, com redução de vida útil e incremento nos custos de amortização, nem tampouco carregamentos reduzidos por longos períodos, com solicitações aquém da capacidade do equipamento mesmo em contingências. Neste caso, se garantiria uma longevidade no tempo de serviço mas, em contrapartida, se exigiria um número elevado de unidades instaladas para atender a demanda.

Com o agravamento da situação econômica e suas repercussões sobre o Setor Elétrico, a diretriz comum hoje nas empresas seria de buscar uma utilização maximizada dos transformadores, sendo esta "maximização" perseguida com maior ou menor arrojo, dependendo da empresa.

As propostas deste capítulo estão estruturadas no sentido de tornar a busca de carregamentos otimizados de transformadores mais efetiva no âmbito de uma evolução metodológica, sendo que ganhos ulteriores de capacidade limite de carregamento somente seriam obtidos futuramente, com base a estudos de aquecimento x envelhecimento sob um enfoque genuinamente probabilístico.

O marco conceitual e metodológico consolidado no presente capítulo foi traduzido em um Modelo Computacional, hoje em utilização pelas principais concessionárias de energia elétrica do Brasil, sendo que na maioria dessas empresas a primeira etapa de evolução está cumprida, permitindo significativa economia de recursos financeiros na programação de obras voltadas para a expansão da capacidade de transformação das Subestações da Rede de Transmissão .

2.2 - Conceitos e Diretrizes para Sistematizar a Obtenção de Limites de Carregamento de Unidades Transformadoras

2.2.1 - Aspectos Introdutórios

A capacidade de transformação instalada nas Subestações é dimensionada de forma a atender o mercado consumidor no instante da instalação e considerando a perspectiva de crescimento da demanda na área atendida, ou ainda para atender o carregamento imposto por intercâmbios entre subsistemas de um sistema de transmissão interligado . Entretanto, em determinadas ocasiões os equipamentos poderão trabalhar em sobrecarga, que pode se originar do desligamento de unidades transformadoras operando em paralelo, ou da desconexão de linhas de transmissão e o conseqüente remanejamento de fluxos pela rede transmissora. Em tais situações, de emergência na rede elétrica, os equipamentos poderão ser solicitados acima de suas características nominais.

O transformador, sendo o componente de maior porte e maior custo dentro de uma subestação - e, por isso mesmo, com uma participação expressiva no investimento total necessário à concretização de qualquer Plano de Expansão do Sistema de Transmissão -, deve ter sua utilização otimizada, principalmente nesse momento de conjuntura econômica difícil e de profundas alterações no “modus-operandis” setorial .

Idealmente, uma utilização otimizada deveria surgir da ponderação adequada do custo de aquisição de novos equipamentos e do custo social representativo da deterioração da qualidade de serviço oferecida ao consumidor. Conforme enfatizado no item anterior, uma política ótima de instalação contemplaria então uma minimização de custos de tal forma que não fossem aplicadas sobrecargas excessivas, com redução de vida útil e incremento nos custos de amortização dos equipamentos, nem tampouco carregamentos reduzidos por longos períodos, permitindo uma longevidade no tempo de operação, mas exigindo, em contrapartida, um número relativamente grande de unidades para atender a demanda.

Embora na prática as limitações orçamentárias tendam a incentivar ações mais efetivas por parte das empresas, o receio de danificação dos transformadores tem impedido a assunção de hipóteses operativas mais arrojadas.

De qualquer forma, a utilização maximizada da capacidade de transformação parece ser a diretriz comum do Setor Elétrico e, nesse sentido, a metodologia proposta neste trabalho busca fugir ao nível de conservadorismo vigente no dimensionamento da capacidade transformadora de Subestações, sem incorrer em riscos exagerados de danificação precoce dos equipamentos .

2.2.2 - Performance Térmica de Transformadores.

Visando melhor consubstanciar as propostas de critérios e procedimentos para determinação de limites de carregamento de transformadores que irão se seguir, apresenta-se neste tópico alguns conceitos fundamentais relativos à performance térmica deste tipo de equipamentos.

Valores Nominais:

As condições "nominais" de um transformador não constituem um limite físico das possibilidades de operação, mas apenas, segundo a extrita definição das normas, "valores que estão escritos na chapa de características".

Essas condições definem, contudo, uma situação de referência para a qual, em determinadas condições de temperatura do fluido refrigerante, diversas temperaturas características não devem exceder determinados valores, fixados pelas normas ou segundo outro critério.

Envelhecimento:

Os aspectos que levaram a fixar os aquecimentos em condições nominais não são inteiramente dedutivos, pois não há descontinuidades nas consequências de uma operação com temperaturas um pouco mais altas ou um pouco mais baixas. O funcionamento a temperaturas mais altas significa apenas um "envelhecimento" em princípio mais acelerado, enquanto persistirem essas temperaturas mais altas.

Por sua vez, o conceito de envelhecimento está vinculado ao conceito de vida útil do equipamento, que seria o tempo decorrido até que a resistência à força de tração mecânica do papel utilizado como isolante esteja reduzida a um percentual do valor original para o equipamento novo, assumido, empiricamente, como 50 %. Este tempo pode ser maior ou menor dependendo dos ciclos de temperatura a solicitar o equipamento ou, em outras palavras, dos carregamentos impostos pela carga/sistema atendidos.

Devido à dificuldade de se estabelecer um critério de julgamento para aferir se a isolação atingiu níveis de deterioração incompatíveis com a qualidade de serviço postulada, a degradação das características mecânicas é utilizada, então, não como uma medida direta relacionada com a "vida efetiva" do transformador, mas como uma forma de relacionar diferentes condições de operação, originando o conceito de "perda de vida relativa" em relação a uma situação de referência.

Assim, convém deixar claro que quando um critério é estabelecido postulando a manutenção de uma certa "expectativa de vida útil" fixada em anos, a rigor o que se obtém com a aplicação das equações de envelhecimento disponíveis (baseadas na teoria de Arrhenius) é uma certa garantia que o envelhecimento acumulado nos ciclos de solicitação simulados não venha a ser superior àquele que ocorreria se o equipamento se mantivesse pelo mesmo período submetido às condições de referência.

A vida útil física do equipamento, que impõe a sua reposição, deverá ser, na grande maioria dos casos, bastante superior à "expectativa" fixada como critério, e isto por si já incorpora uma dose considerável de conservadorismo à metodologia de avaliação de carregamentos limites.

A idéia de perseguir diretrizes para utilização conciente dos equipamentos, fora de suas condições nominais, não é nova e as propostas que se seguem buscam, justamente, estabelecer uma orientação segura sobre limites de carregamento que devem ser observados em situações práticas, ponderando aspectos de envelhecimento da isolação, devido à operação em temperaturas elevadas, e limitações de temperatura máxima, para evitar uma degradação intempestiva das características da isolação (processo acelerado de formação de bolhas).

Tipos de Transformadores Considerados :

Neste trabalho são considerados, basicamente, dois tipos de transformadores distintos, em função do tipo de isolamento sólido que apresentam, a saber : papel “KRAFT” padrão e o termo-estabilizado . Estes tipos de transformadores são designados em função da elevação média da temperatura dos enrolamentos, sobre o ambiente, que apresentam quando submetidos a condições de solicitação térmica padronizadas.

Assim considera-se os transformadores com elevação média de temperatura dos enrolamentos, sobre a temperatura ambiente, não superior a 55°C e elevação de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, acima do ambiente, não superior a 65°C, simplesmente referido como **transformador de 55°C**; como também considera-se os transformadores com elevação média de temperatura dos enrolamentos, sobre a temperatura ambiente, não superior a 65°C e elevação de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, acima do ambiente, não superior a 80°C, simplesmente referido como **transformador de 65°C**, neste caso utilizando isolação sólida de papel Kraft termo-estabilizado .

2.2.3 - Diretriz Básica para Determinação de Limites de Carregamento.

Diretriz Básica:

"Posto que o envelhecimento da isolação sólida (celulose) de transformadores é um fenômeno de característica cumulativa dentro de certos limites e tendo consciência da necessidade de explorar ao máximo as possibilidades operativas do sistema e, conseqüentemente, de seus componentes, para fazer frente às restrições ditadas pela

conjuntura econômica, assumiu-se como diretriz básica da metodologia de simulação quantificar e monitorar o envelhecimento da isolação em uma base anual.

Para transformadores acima de 100 MVA trifásicos ou 33 MVA monofásicos, as decisões sobre carregamento deverão contemplar também os aquecimentos provocados pelo fluxo de dispersão".

Comentários:

O aspecto nuclear da proposição resume-se no fato de que, ao se contabilizar o envelhecimento de uma base de tempo anual, permite-se a compensação do envelhecimento intenso em horários/dias de carregamento elevado, com o envelhecimento menos acelerado dos dias/horários de carga e/ou temperatura ambiente reduzidas.

Adicionalmente, no sentido de atenuar ainda mais o grau de conservadorismo das avaliações, propõe-se que as sobrecargas em situação de emergência e a operação em condição normal tenham seus respectivos envelhecimentos ponderados pelas frequências esperadas de ocorrência, condicionando-se tal soma ponderada de forma manter a expectativa de vida útil estipulada como critério de aceitabilidade (sugerida, para efeito de planejamento, como 30 anos).

Fica caracterizada assim uma formulação de natureza híbrida determinístico / probabilística onde são considerados os dados estocásticos relativos às contingências (frequência e tempo médio de reparo), porém de uma forma conservativa e determinística quanto à sua alocação no tempo (assume-se as ocorrências sempre acontecendo nos momentos mais desfavoráveis, conforme será detalhado posteriormente).

Objetivando restringir as análises de envelhecimento ao campo de validade da equação de Arrhenius, que relaciona perda de vida com a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, foram estabelecidas restrições para os valores máximos de temperatura do topo do óleo e ponto mais quente dos enrolamentos, que devem ser observadas concomitantemente com a restrição de perda de vida. Em consequência, as avaliações de envelhecimento devem estar obrigatoriamente associadas a uma monitoração constante das restrições térmicas (fixadas de forma a evitar a deflagração do processo de formação de bolhas), as quais, em determinadas situações, podem ter efeito preponderante nas limitações de carregamento.

Tendo em vista o grande avanço que o nível de conhecimento, sobre matérias primas e sobre os efeitos do carregamento elevado na confiabilidade dos transformadores, experimentou nos últimos anos, conclui-se que grandes benefícios podem ser obtidos se forem eliminadas as avaliações de carregamento admissível através de tabelas. De fato, este tipo de avaliação não permite uma análise criteriosa das condições ambientais, perfis de carga e dos recursos do sistema em condições de emergência, impedindo que toda potencialidade dos equipamentos seja aproveitada.

2.2.4 - Tipos de Carregamentos de Interesse para o Planejamento

Os tipos de carregamentos de interesse são fortemente influenciados pelos critérios de "reserva", quer ao nível restrito de operação da rede, quer ao nível de estratégias de equipamentos de reserva.

Salientam-se alguns aspectos de carácter orientativo, sem pretensão de cobertura exaustiva.

a) No caso de subestações que, basicamente, alimentem cargas:

- *Possibilidade de redistribuição de carga para subestações próximas, no caso de indisponibilidade de um transformador, e tempo necessário para efetuar essa redistribuição.*
- *Possibilidade, ou não, de substituir um transformador por uma unidade de reserva, por simples manobra, e tempo necessário para a substituição. É o caso, por vezes utilizado, de se dispor de uma unidade monofásica de reserva que, por simples manobra, ou montagens de "links", permita substituir uma unidade de um banco trifásico avariado.*
- *Possibilidade de redução de carga (ou por redução de consumos não garantidos ou por entrada em serviço de produção própria de consumidores ou ainda de unidades de socorro ou reserva) em caso de indisponibilidade de um transformador, e tempo necessário para efetuar os remanejamentos e medidas de operação necessárias.*
- *Possibilidade de substituir uma unidade avariada por uma unidade de reserva, desligada, existente na própria subestação ou noutra local, e tempo necessário para a substituição.*

b) No caso de transformadores de interligação, ou inseridos em malhas da rede, além dos aspectos anteriores, há eventualmente, mais os seguintes:

- *Possibilidade de modificar o fluxo de carga através dos transformadores em serviço, no caso de indisponibilidade, por alteração de despacho de geração e tempo necessário para efetivar essas alterações.*
- *Possibilidade de modificar o fluxo de carga através dos transformadores em serviço, no caso de indisponibilidade de um transformador, por alterações de topologia da rede (por exemplo separação de barramentos, ou abertura de malhas) e tempo necessário para efetivar essas alterações.*

Obviamente, a abordagem dos aspectos referidos não pode, em geral, contemplar uma análise muito rigorosa, que todavia não é necessária. Antes, os aspectos que interessa ter em conta, de forma aproximada, são os necessários para definir as sobrecargas possíveis e suas respectivas classes de durações e frequências de ocorrência.

A importância relativa dessas condições está intrinsecamente associada aos critérios de reserva adotados, que definem a duração das indisponibilidades forçadas. Assim, dependendo da empresa e do porte do equipamento, a saída de serviço de uma unidade transformadora pode demorar desde horas a vários meses para ser reposta.

Independentemente de tais considerações, pode-se estabelecer uma classificação bastante geral para os tipos de carregamento a serem considerados em estudos de planejamento, conforme segue.

• Carregamento em Condições Normais de Operação

É o tipo de carregamento que não implica em violação das temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento permitidas nas Normas de Carregamento (ANSI ou IEC).

A operação dos transformadores é considerada livre de risco e a temperatura de outros pontos quentes metálicos não deverá atingir níveis preocupantes nesta situação.

• Carregamento Planejado Acima das Condições Nominais

Trata-se da situação onde as considerações técnico x econômicas das alternativas indicam ser mais atrativo admitir, no período de ponta anual, um carregamento em condições normais de operação que provoque temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo superiores às permitidas nas Normas de carregamento para o **carregamento nominal**.

Neste caso, existe um risco devido à operação em temperaturas mais elevadas, o que exige uma avaliação criteriosa das repercussões das solicitações sobre a expectativa de vida útil do equipamento.

Esta modalidade de carregamento, que é uma extensão do carregamento em condições normais de operação, se aplica, por exemplo, a casos de SE's litorâneas com forte sazonalidade anual .

Este tipo de solicitação ocorre com todos equipamentos em serviço, o que induz esperar uma certa frequência e regularidade.

• Carregamento de Emergência de Longa Duração

Trata-se do carregamento imposto aos transformadores perante a saída de serviço prolongada de algum componente estratégico do sistema. Por ser esta modalidade de carregamento característica de uma situação onde todos os recursos operativos foram esgotados e a única medida de contorno seria uma restrição à demanda, são aceitos limites de temperatura superiores aos estabelecidos para o carregamento planejado acima das condições nominais.

Este é um tipo raro de sobrecarga que, entretanto, quando configurada tem duração relativamente longa. Uma vez ocorrida a contingência, o carregamento poderá se repetir periodicamente, por algumas horas do ciclo de carga diário, até a substituição ou o reparo de elemento defeituoso.

É plausível admitir que este tipo de carregamento ocorra no máximo duas ou três vezes ao longo da vida do transformador.

• Carregamento de Emergência de Curta Duração

A ocorrência de uma ou mais condições improváveis que interrompam o funcionamento normal de um ou mais componentes, pode tornar atrativo sobrecarregar os transformadores substancialmente, por um curto intervalo de tempo, até que as medidas operativas sejam tomadas para reconduzir o carregamento das unidades afetadas, pelo menos até os limites do carregamento de emergência de longa duração. As manobras devem ser efetivadas num tempo tão reduzido quanto permitirem as características do sistema.

Embora envolvendo um aumento do risco de danificação do transformador, esta alternativa pode ser a preferível, dentre outras disponíveis. O tempo de duração deste carregamento é limitado normalmente, por critério, a 30 minutos, com as temperaturas do ponto mais quente do enrolamento e do topo do óleo ultrapassando os limites determinados pela condição de carregamento planejado acima das condições nominais.

Deve ser enfatizado que a maior preocupação neste tipo de carregamento é com a confiabilidade do transformador, não sendo preocupante o envelhecimento do isolamento.

2.3 - Aspectos Complementares da Análise de Envelhecimento por Solicitação de Temperatura.

Na análise do carregamento de transformadores limitada por considerações de envelhecimento, deve-se ter em mente alguns aspectos essenciais:

- O "envelhecimento" depende fortemente da forma do diagrama, quer de carga, quer de temperatura do fluido refrigerante (ar ou água). Pode ser muitíssimo mais desfavorável ter o transformador em permanência ou por longos períodos com carga e temperatura de refrigerante iguais às das condições "nominais", do que ter sobrecargas de tipo acidental ou mesmo periódico de duração não muito elevada.
- Pode haver limitações de condicionamentos de sobrecarga resultantes de aspectos aparentemente acessórios ou secundários, se não forem tomadas precauções para evitar esse tipo de limitação.

- O "envelhecimento efetivo" depende não só da temperatura, mas também de aspectos relativos a condicionamentos construtivos e de manutenção, nomeadamente substâncias dissolvidas no óleo e conseqüentemente absorvidas pelo papel, e o tipo de tratamento de "estabilização" das substâncias isolantes utilizadas. A quantidade de água em condições reais de operação, dentro dos limites da gama encontrada na realidade, pode ter maior influência no envelhecimento que uma variação sensível de temperatura.

Para servir de base a um raciocínio qualitativo tem-se que, salvo outras eventuais limitações:

- a) O envelhecimento do transformador é função da temperatura do ponto mais quente e pode ser considerado uma grandeza aditiva.
- b) A diferença entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura do refrigerante pode decompor-se em várias parcelas que, em regime estacionário, são função crescente da carga do transformador. Em regime variável de carga e/ou de variação de temperatura do refrigerante, essas parcelas tem variações caracterizáveis por "constantes de tempo" de ordens de grandeza muito diferentes e da ordem de :
 - b.1) Uma hora (para transformadores de pequena potência) a algumas horas (para transformadores de grande potência), quanto à temperatura do óleo e/ou a temperatura média do transformador e sua diferença em relação à temperatura do refrigerante.
 - b.2) Alguns minutos a dezenas de minutos para as diferenças de temperaturas médias dos enrolamentos e isolamentos imediatamente vizinhos, em relação à temperatura média do óleo ou do transformador.
 - b.3) Algumas dezenas de segundos a alguns minutos para a diferença de temperatura entre os enrolamentos e o óleo e isolamentos imediatamente vizinhos.

Para variações lentas de cargas, do tipo daquela dos diagramas normais de cargas, pode-se desprezar as "constantes de tempo" - **b.2** e **b.3**, posto que as variações de carga e de temperatura do refrigerante são bastante lentas, em face dessas constantes de tempo. É, todavia, essencial, considerar as constantes de tempo **b.1**.

Para sobrecargas de muito curta duração, do tipo das resultantes de contingências contornáveis por manobras na rede, pode ser importante considerar, também, as "constantes de tempo" **b.2** e **b.3**.

Para variações lentas de carga, conforme se enfatizou anteriormente, é plausível desprezar as constantes de tempo **b.2** e **b.3**. Nesse caso, se por longos períodos, superiores às constantes de tempo **b.1**, a carga e a temperatura do refrigerante forem aproximadamente uniformes, a temperatura do ponto mais quente e, conseqüentemente,

o envelhecimento, serão praticamente idênticos aos correspondentes a condições uniformes, não se beneficiando, conseqüentemente, da "inércia térmica" do transformador.

Como o "envelhecimento" é bastante sensível à temperatura do ponto mais quente e se trata de durações apreciáveis, o consumo de vida calculado para uma sobrecarga importante do transformador resultaria bastante intenso, a não ser que a temperatura do refrigerante (ar ou água) seja sensivelmente inferior àquela correspondente às condições nominais, ou que se trate de uma ocorrência bastante pouco provável e de duração limitada.

Portanto, exceto no caso de temperaturas de fluido refrigerante sensivelmente inferiores às nominais ou para ocorrências improváveis e de duração limitada, a modelagem utilizada deve apresentar uma penalização às sobrecargas apreciáveis de longa duração dos transformadores. Resulta todavia, a possibilidade de sobrecarregar-se um transformador com carga aproximadamente constante, se a temperatura do refrigerante for sensivelmente inferior à correspondente a condições nominais.

No caso de diagramas de carga com variações relativamente rápidas, em face das constantes de tempo **b.1**, a variação da temperatura do ponto mais quente é "amortecida", em relação à variação da carga, e, em conseqüência, o envelhecimento é bastante menor que se o transformador estivesse com carga uniforme igual à máxima. O envelhecimento real depende, fundamentalmente, de:

- **Taxa de variação de carga, em relação às constantes de tempo b.1.**
- **Correlação entre as cargas e as temperaturas do refrigerante.**

Quanto a esse aspecto, há que considerar:

- Correlação entre a carga e a temperatura, ao longo de um ciclo diário. Assim, é diferente, por exemplo:
 - temperatura aproximadamente igual à máxima ao longo do dia, como sucede em algumas cargas industriais;
 - temperatura do ar apreciavelmente inferior à máxima diária, como é o caso, por exemplo, de cargas residenciais, com ponta no início da noite.
- Correlação entre a variação anual de carga e a variação anual de temperatura ambiente. Quanto a este aspecto, são bastante diferentes os dois seguintes casos típicos:
 - período mais frio no ano, pois neste caso, no período de carga mais elevada, a temperatura do ar é mais baixa, o que é favorável quanto à aquecimento e envelhecimento dos transformadores;

- período mais quente do ano, o que é típico de cargas em zonas de clima quente com proporção importante de aparelhos de ar condicionado, pois neste caso, no período de maiores cargas, a temperatura do ar é mais elevada, o que é desfavorável quanto a aquecimento e envelhecimento.
- Correlação entre as variações "aleatórias" de carga, em relação a valores ou ciclos "médios" e o desvio de condições meteorológicas em relação a valores ou ciclos "médios". Quanto a este aspecto, são diferentes os dois seguintes casos típicos:
 - vagas de frio; pois nestas condições, o "aumento" aleatório de carga é parcialmente compensado por uma diminuição de temperatura do ar de refrigeração;
 - vagas de calor, pois nestas condições há um efeito conjugado, desfavorável, dos aumentos "aleatórios" de carga e temperatura.

Podem-se prever, em princípio, a possibilidade de aplicação de uma sobrecarga apreciável nos transformadores, sem envelhecimento excessivo, quando se verificarem algumas das seguintes condições:

- **Variações apreciáveis de carga ao longo do ano.**
- **Variações apreciáveis de carga ao longo do dia, com variações não muito lentas em relação às constantes de tempo $b.1$.**
- **Variações apreciáveis de temperatura ambiente ao longo do ano.**
- **Variações apreciáveis de temperatura do fluido refrigerante ao longo do dia.**
- **Correlação favorável acentuada, entre as variações regulares (ao longo do ano, e/ou do dia) e/ou as variações "aleatórias" da carga e de temperatura do fluido refrigerante.**

Para permitir ponderar todos estes aspectos nas simulações, o que não seria possível na metodologia clássica, optou-se pelo enfoque anual do problema de aquecimento x envelhecimento, onde então são representadas as curvas de carga ao longo do dia e do ano, bem como as mesmas variações no que respeita à temperatura ambiente.

Nas considerações apresentadas até este ponto admitiu-se que as condições limitativas do aquecimento e envelhecimento dos transformadores dizem respeito a temperatura e ao envelhecimento do ponto mais quente dos enrolamentos, o que se constitui na limitação "natural adequada".

Pode suceder, no entanto, que surjam limitações de outro tipo, restringindo a adequada utilização da capacidade de sobrecarga de transformadores, como por exemplo:

- Existência, no transformador, de "pontos quentes" específicos em condições de sobrecarga apreciável eventualmente associados à saturação de elementos magnéticos afetados pelo fluxo de dispersão (eventuais peças de ferro afetadas pelo fluxo de dispersão) e em zonas cujo aquecimento não seja sensivelmente afetado pelas constantes de tempo b.1.
- Existência de elementos acessórios (por exemplo "ligações" e "reguladores em carga" em zonas separadas do transformador) que sejam afetados por constantes de tempo menores que as constantes de tempo b.1 e/ou com temperatura "estacionária" mais sensível à sobrecarga.
- Existência, em série com o transformador, de elementos com menores constantes de tempo (por exemplo, reguladores em cargas separados, transformadores de corrente, chaves seccionadoras), que limitem, eventualmente, a capacidade de sobrecarga do equipamento principal.
- Eventuais condicionamentos de temperatura excessiva do ponto mais quente do óleo.

Desta forma, para se beneficiar completamente da capacidade de sobrecarga dos transformadores, é necessário:

- Em fase de especificação dos transformadores, tomar precauções para evitar que sejam dominantes as limitações referidas.
- No caso de transformadores já existentes, verificar a existência dessas eventuais limitações.
- Evitar limitações de equipamento externo com constantes de tempo sensivelmente inferiores às dos transformadores.

Os aspectos relativos às limitações acessórias devem ser ponderados à parte pelo planejador e, a despeito de qualquer filosofia de critérios/metodologia que se venha a adotar para considerar o fenômeno de aquecimento x envelhecimento, com base nas informações que se tiver disponíveis.

Além disso, a prevenção da existência de limitações futuras, para o caso de equipamentos planejados, deve fazer parte integrante do elenco de critérios de planejamento norteando a definição das características básicas para pré-especificação dos equipamentos principais e seus acessórios.

2.4 - Diretrizes Complementares para Estabelecimento de Limites de Carregamento das Unidades Transformadoras.

Neste tópico são delineadas algumas diretrizes complementares à diretriz principal estabelecida para nortear a determinação de limites de carregamento de unidades transformadoras, as quais foram incorporadas ao modelo computacional desenvolvido para suportar as análises de cunho prático, tendo sido exaustivamente discutidas pelo autor e seus colaboradores com técnicos das empresas concessionárias envolvidos com o assunto, fato que traz importante respaldo às propostas que se seguem .

2.4.1 - Carregamento em Condições Normais de Operação:

A avaliação de envelhecimento processada em base anual, deve contemplar um envelhecimento anual relativo máximo de 3,3 %, visando manter uma expectativa de vida útil não inferior a 30 anos. A modelagem utilizada para simulação deve contemplar:

- Simulação de, pelo menos, uma semana típica para cada mês do ano, a partir do que podem ser obtidos envelhecimentos mensais que, ponderados convenientemente, permitem compor um envelhecimento anual. Para que os resultados sejam representativos, é necessário representar adequadamente:
 - *Sazonalidade das cargas ao longo do ano.*
 - *Tendência de crescimento ao longo do ano.*
 - *Ciclos diários de carga para dias úteis e fins de semana típicos para cada mês do ano e região de carga atendida pela SE. Para transformadores de interligação é necessário uma estimativa do ciclo diário do intercâmbio pelos transformadores em análise, sendo um ciclo para cada mês do ano, se houver componente sazonal importante, ou um único ciclo representativo para todo ano, na ausência de efeitos sazonais.*
 - *Curvas diárias de temperatura ambiente para cada mês do ano ou, no mínimo, para cada estação, montadas a partir dos valores de médias das máximas temperaturas para cada patamar.*
- A possibilidade de cargas com fator de carga bastante elevado, transformadores com perdas anormais em relação aos valores usualmente encontrados na prática, etc., sendo que as temperaturas permissíveis, para que este tipo de operação seja considerada sem risco, não deverão ser ultrapassadas.
- Limitação para o carregamento limite de condições normais, que do ponto de vista do planejamento, deve ser restrito ao valor de placa dos transformadores, considerando-se o último estágio de ventilação forçada em operação.

Poder-se-á aceitar um carregamento programado acima do valor de placa em condições normais de operação, desde que restrito aos condicionantes estabelecidos para as sobrecargas de emergência de longa duração e justificado por análise judiciosa, tanto no nível de continuidade à carga suprida, quanto da atratividade econômica.

Este tipo de carregamento (**“Sobrecarga Programada”**) deve ser prescrito, por motivo de segurança, somente ao caso de SE's de atendimento direto à carga, posto que o mercado de tais SE's pode ser previsto com elevada precisão (pelo menos por um período compatível à aquisição de reforço se o comportamento da carga se alterar) e o formato da curva de carga também pode ser assumido como variando lentamente ao longo tempo.

Deve ser salientado que esta modalidade de operação não deve ser aplicada no dimensionamento de SE's de suprimento quando se vislumbrar uma perda de vida adicional em qualquer dos anos do período de simulação. Face à perspectiva de envelhecimento precoce, deve-se prever um reforço na capacidade de transformação.

2.4.2 - Carregamento para Emergência de Longa Duração

A obtenção de um carregamento limite que caracterize as situações de contingências de longa duração impõe que, além da simulação anual da condição operativa normal, sejam efetuadas simulações contemplando contingências em LT's e transformadores.

Para bem aproveitar a margem de sobrecarga de longa duração inerente aos transformadores e, ao mesmo tempo, não colocar em risco a integridade do equipamento, devem ser considerados os tempos típicos de substituição ou reparo de LT's e transformadores. Conjugando estes tempos de contingência com as frequências de ocorrência de cada evento, pode-se estimar a perda de vida média anual usada como critério de aceitabilidade.

Os procedimentos adotados conduzem ainda a resultados conservativos, posto que não se prevê considerar a evolução do carregamento ao longo tempo, simulando-se somente o ano correspondente ao maior carregamento da subestação, no estágio evolutivo correspondente à etapa que antecede os reforços ditados pela condição normal de operação.

Além disso, propõe-se considerar que qualquer contingência que possa provocar sobrecarga, tenha potencialidade de sobrecarregar o transformador em análise até o limite de longa duração, permitindo-se assumir máxima solicitação para qualquer das diversas classes de contingências, para efeito de cálculo de envelhecimento.

Perseguindo-se o estudo da pior condição, as simulações devem ser desenvolvidas de tal forma que as contingências, em função de sua duração, estejam concentradas no período de ponta anual.

Todas as simulações devem ser monitoradas, a fim de se evitar que sejam atingidos valores de temperaturas do ponto mais quente de enrolamento e do topo do óleo acima dos limites térmicos estabelecidos.

As contingências deverão estar desagregadas em classes de duração representativa (por exemplo, contingências de duração inferior a algumas horas; inferior a um dia; inferior a vários dias; duração até mês e duração de vários meses), com frequência associada bem definida e, então, simulado um ano de operação em que tenham ocorrido cada um dos tipos de contingência (assume-se que a probabilidade de mais de um tipo de ocorrência em um mesmo ano é pouco expressiva, além do que a consideração de ocorrências sempre em anos distintos é mais conservativa e, portanto, concorre a favor da segurança).

Seja então:

EA_{cn} = envelhecimento anual, em porcentagem obtido na simulação de condição normal, para ponta anual igual ao carregamento limite de condição normal.

$EA(k)$ = envelhecimento anual, em porcentagem, obtido para um ano de operação em que ocorra a contingência severa de classe de duração k .

F_k = frequência de ocorrência (1/ano) da contingência severa de classe de duração k .

N_c = número de classes de duração em que se classificou o "ranking" de contingências severas (emergência de transformador com reparo local; com substituição por reserva local; com substituição por reserva remota; com aguardo do reparo na fábrica; etc).

\overline{EA} = envelhecimento médio anual, em porcentagem, ponderando os anos de operação em condição normal e os anos em que ocorrem contingências de elevada severidade afetando a SE.

Formalmente, pode-se escrever que:

$$\overline{EA} = \left[\sum_{k=1}^{N_c} (F_k EA(k)) + (1 - \sum_{k=1}^{N_c} F_k) EA_{cn} \right]$$

(2.1)

Nas aplicações, o valor obtido para o envelhecimento médio anual deve ser comparado com o valor limite estabelecido como critério.

2.4.3 - Carregamento para Emergência de Curta Duração

Sugere-se considerar as possibilidades de remanejamentos de carga entre estações transformadoras, viabilizando a inclusão do limite de carregamento de curta duração como parte dos recursos previstos nos critérios para dimensionamento e expansão de subestações, de modo a permitir usufruir-se de um carregamento mais intenso em condições normais de operação.

Este tipo de carregamento é característico da solicitação nos equipamentos que ocorre durante o tempo em que as manobras necessárias aos remanejamentos de carga estão se efetivando. Para efeito de planejamento, sugere-se considerar um intervalo de tempo de 1/2 hora para o alívio de carregamento, que deverá ser reduzido, no mínimo, ao limite de carregamento determinado para contingências de longa duração.

Pode-se aceitar ou não, durante este período de tempo, a ocorrência de temperaturas superiores às limitações térmicas impostas para condição de emergência de longa duração.

Visto que a duração deste carregamento está limitada à um curto intervalo de tempo, o problema do envelhecimento não é fator determinante, sendo condicionantes apenas as temperaturas do ponto mais quente do enrolamento, topo do óleo e de outros pontos metálicos ditados por considerações de confiabilidade do transformador.

Esta modalidade de carregamento envolve risco e deve ser aceita em poucas ocasiões.

Considera-se conveniente estudar este tipo de sobrecarga a partir de condições de carga e temperatura ambientes que tenham produzido as máximas temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento em condições normais de operação, visto que estas últimas não ocorrem necessariamente no período de ponta do ano, mas poderão sofrer um deslocamento temporal em virtude de diversidade eventualmente existente entre os períodos de máxima temperatura ambiente (verão) e de carga máxima na S/E (ponta anual).

Como flexibilidade metodológica, prevê-se ainda a possibilidade de determinação do carregamento admissível de curta duração a partir de uma condição de carregamento reduzido, onde o máximo carregamento em condições normais seja ditado pelas restrições de contingência de longa duração e pelo número de unidades presentes na S/E em tela.

2.5 - Principais Condicionantes do Carregamento de Transformadores de Potência

Os limites de carregamento de uma unidade transformadora são função de uma série de restrições de diferentes naturezas, as quais devem ser observadas em simulações que pretendam ser realistas, sem o que os valores eventualmente obtidos podem envolver sérios riscos à integridade do equipamento uma vez colocados em prática.

2.5.1 - Efeitos do Carregamento além dos Valores Nominais

2.5.1.1 - Considerações Gerais

A vida útil real de um transformador depende em alto grau da ocorrência de eventos extraordinários, tais como sobretensões, curto-circuitos no sistema e carregamentos de emergência.

Os aspectos, a seguir, podem ser decisivos para a suportabilidade do transformador frente a tais solicitações, as quais podem ocorrer em conjunto ou separadamente :

- **severidade do evento (amplitude,duração, forma relativa de onda, etc.);**
- **o projeto do transformador;**
- **as temperaturas em várias partes do transformador;**
- **a concentração de oxigênio e outros gases dissolvidos na isolação e no óleo;**
- **o número, tamanho e tipo de partículas das impurezas.**

A vida útil normal é a referência convencional para operação sob temperatura ambiente nominal e condições operativas nominais. A aplicação de carga além dos valores nominais, com temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos próximas de, por exemplo, 140°C , envolve um grau de risco e envelhecimento acelerado da isolação.

As consequências do carregamento de um transformador além de seus valores "nominais" podem ser :

- o aumento das temperaturas dos enrolamentos, fixadores, ligações, isolação e óleo, a níveis possivelmente altos;
- o aumento da densidade do fluxo de dispersão fora do núcleo, causando aquecimento adicional nas partes metálicas devido a circulação de correntes parasitas decorrentes do acoplamento com este fluxo;
- o aumento da combinação do fluxo principal e do fluxo de dispersão, impondo restrições na possibilidade de sobretensões no núcleo;
- a alteração, com a mudança de temperatura, da umidade e da solubilidade de gases na isolação e no óleo;
- as maiores solicitações nas buchas, comutações de derivação, conexões terminais de cabos e transformadores de corrente, os quais podem ultrapassar as margens de projeto e aplicação destes acessórios.

Como consequência poderá haver risco de falha prematura associada ao aumento das correntes e temperaturas. Estes riscos podem assumir um caráter de curto ou de longo prazo.

2.5.1.2 - Efeitos a curto prazo

O risco principal é a redução das características dielétricas devido à presença de bolhas de gás em áreas altamente solicitadas do ponto de vista elétrico, tais como enrolamentos e ligações .

Estas bolhas se desenvolvem na isolação de papel quando a temperatura do ponto mais quente ultrapassa a temperatura crítica, a qual situa-se em torno de 140°C a 160°C para um transformador com nível de umidade normal. Esta temperatura crítica diminui com o aumento do nível de umidade.

As bolhas de gás (tanto no óleo quanto na isolação sólida) podem também se desenvolver em superfícies metálicas aquecidas pelo fluxo de dispersão, ou serem produzidas pela supersaturação do óleo. Entretanto, tais bolhas se desenvolvem em regiões de baixas solicitações elétricas e teriam que circular para atingir regiões onde as solicitações elétricas são maiores para que ocorresse alguma redução importante das características dielétricas.

As partes metálicas imersas em óleo isolante, que não estão em contato térmico direto com a isolação principal, podem atingir rapidamente altas temperaturas, da ordem de 180°C , trazendo associados uma série de riscos potenciais :

- ⇒ A deterioração temporária das propriedades mecânicas a temperaturas elevadas pode reduzir a suportabilidade a curto-circuitos.
- ⇒ A elevação de pressão nas buchas pode resultar em falhas devido a vazamentos de óleo. Pode ocorrer também a geração de bolhas de gás nas buchas se a temperatura da isolação exceder temperaturas críticas da ordem de 140°C.
- ⇒ A expansão do óleo pode causar o transbordamento do óleo no conservador.
- ⇒ A comutação sob altas correntes pode representar perigo para o comutador de derivação em carga.

2.5.1.3 - Efeitos a longo prazo

A deterioração térmica cumulativa das propriedades mecânicas da isolação dos comutadores ocorrerá e acelerar-se-à a temperaturas elevadas. Se esta deterioração se processar por períodos prolongados, a vida útil normal do transformador será reduzida, particularmente, se este está sujeito a curto-circuitos do sistema. Além disso, convém enfatizar que :

- ⇒ Outros materiais isolantes, como componentes estruturais, podem também sofrer envelhecimento a temperaturas elevadas.
- ⇒ A resistência de contato dos comutadores de derivações em carga podem aumentar com correntes e temperaturas elevadas e, em casos severos, efeitos térmicos destrutivos podem ocorrer.
- ⇒ Os materiais das gaxetas dos transformadores podem se tornar quebradiços em temperaturas elevadas.

Os riscos a curto prazo geralmente desaparecem após a redução do carregamento a níveis normais mas, sob o ponto de vista da confiabilidade, podem ter um impacto mais significativo do que os efeitos a longo prazo. A capacidade de carregamento de um transformador pode ser restringida por aspectos aos efeitos de curto e longo prazo. Os limites de corrente para os diversos tipos de carregamentos são calculados de acordo com os métodos para a determinação da vida útil da isolação de papel quanto às propriedades mecânicas afetadas pelo tempo e temperatura. Já as limitações de temperatura para o ponto mais quente estão relacionadas com o risco de falha imediata.

2.5.2 - Estabelecimento do Conjunto de Restrições

Tendo em vista os aspectos expostos e visando garantir a exploração segura da capacidade de carregamento dos transformadores, para variações lentas de carga, há que se estabelecer restrições para o seguinte conjunto de grandezas :

- I. temperatura do óleo**
- II. temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos**
- III. corrente máxima**
- IV. envelhecimento do isolamento**

Essas restrições podem ser dadas em termos somente de uma magnitude máxima, como também em termos de uma duração associada.

Os fatores associados à temperatura do óleo são :

- I. Ponto de fulgor .
- II. Aquecimento prolongado acima de certos níveis , que pode originar a decomposição do óleo, produzindo depósitos de reação ácida sobre os enrolamentos que, por sua vez, podem reduzir a troca de calor, elevando a temperatura dos enrolamentos nestes locais .
- III. Expansão máxima do líquido isolante, ou pressão máxima em unidades seladas .

A temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos envolve os seguintes aspectos :

- I. Carbonização lenta da camada mais interna do isolamento que está em contato com o enrolamento quando da ocorrência de temperatura excessiva neste .
- II. Redução na tensão disruptiva do isolamento com o aumento da temperatura do ponto mais quente do enrolamento, fato que é agravado pelo conteúdo de umidade presente no óleo [Heinrich et al. , 1979 ; McNutt et al. , 1980].
- III. Redução brusca na tensão disruptiva do isolamento quando da formação de bolhas de gás livre produzidas por temperaturas excessivas ou por variação brusca de temperatura, fato que também é agravado pelo conteúdo de umidade presente no óleo [McNutt et al., 1985; McNutt et al. , 1988] .
- IV. Considerações sobre riscos, tais como probabilidade de surtos de tensão de chaveamento ou de descarga atmosférica; nível isocerâmico; critério de projeto quanto à proteção contra descargas atmosféricas; margem de proteção dos pára-raios; probabilidade de ocorrência de sobrecargas; conteúdo de umidade máximo permitido pela manutenção; etc [IEEE Task Force, 1981] .

O estabelecimento da restrição para a corrente de carga deve levar em conta :

- I. Existência de limitações em equipamentos acessórios, tais como buchas; transformadores de corrente; conexões; comutadores sob carga; etc .
- II. Existência de limitações associadas ao sistema de refrigeração, tais como expansão do líquido isolante; pressão em unidades seladas; etc .
- III. Existência de limitações associadas ao fluxo de dispersão, principalmente para transformadores com potência trifásica superior a 100 MVA, especificados com reatâncias de dispersão elevadas (este aspecto está associado a sobre-aquecimentos excessivos em partes estruturais do equipamento) .

Já em relação ao envelhecimento, deve-se assegurar, com determinado grau de segurança, que não haja risco significativo de inutilização dos transformadores durante a sua vida útil; risco esse aliado ao grau de debilidade do isolamento sólido (papel) .

2.5.3 - Valores Sugeridos para as Restrições Térmicas e de Envelhecimento

Os condicionamentos básicos para o estabelecimento de limites para as grandezas que compõem o conjunto de restrições térmicas (corrente de carga, temperatura do óleo, temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e envelhecimento), no tocante à exploração da capacidade de transformadores para as flutuações usuais de carga, foram tratadas no tópico anterior .

Aspectos particulares associados ao nível de risco também deve ser levados em conta:

- i) importância estratégica do equipamento**
- i i) porte do equipamento**
- i i i) política da "reserva "**
- i v) probabilidade de ocorrência de esforços**
- v) magnitude forma e duração das grandezas associadas aos esforços**
- v i) sistema de proteção**
- v i i) histórico operativo do equipamento, etc.**

Disto decorre que o estabelecimento de limites deve ser efetuado "com tanto mais prudência quanto maior for a imprecisão com que essas grandezas são conhecidas" [Portela, C.M.; 1982].

Refletindo sobre as características geofísicas do país, bem como sobre os recursos disponíveis, no tocante tanto aos aspectos financeiros, quanto ao aspecto da configuração elétrica (em particular, a situação muito comum de rede fracamente malhada e com reduzida flexibilidade operativa), conclui-se que : a exploração da capacidade de transformação deve ser efetuada, procurando-se eliminar excessivos conservadorismos mas, sobretudo, com redobrada atenção.

2.5.3.1 - Temperaturas para o Óleo e Enrolamentos e Carregamento Máximo

Como diretrizes preliminares, sugere-se :

- i)** Condição normal de operação - os transformadores são projetados e construídos para suportar continuamente certos limites de temperatura para o óleo e para o ponto mais quente dos enrolamentos. Assim, estes valores podem ser usados como os limites desta condição.
- i i)** Condição de indisponibilidade - dado o caráter fortuito associado, pode-se admitir a operação com a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em níveis superiores ao limite estabelecido para a condição normal; desde que o limite que venha a ser fixado não seja superado; adicionalmente, pode-se impor um período de tempo máximo (duração), para a qual tolera-se a operação com temperaturas do ponto mais quente em níveis superiores ao limite da condição normal, como por exemplo : 4 h (período máximo da ponta de carga do sistema interligado Sul/Sudeste/ Centro-Oeste brasileiro). Para diferenciar a curta duração da longa duração, pode-se ampliar o limite de restrição fixado para este caso, restringindo-se o período de operação nesta nova faixa de temperatura. A adoção desta tática de

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

duração pode funcionar, inclusive, como indicativo de período máximo de indisponibilidade para a operação em tempo real , desde que os dispositivos de alarme da subestação sejam adequadamente ajustados.

Por último, como as diretrizes para o problema de maximização buscam contemplar a solicitação térmica mais desfavorável, pode-se adotar, como limite máximo para a temperatura do ponto mais quente (curta duração), a temperatura do limiar de formação de bolhas.

A Tabela 2.1 que se segue, apresenta as restrições térmicas e de carregamento máximo adotadas no âmbito dessa Tese, em consonância com as diretrizes que se acabou de elencar .

Nessa Tabela, tem-se que TR 55° e TR 65° designam transformadores com elevação média de temperatura dos enrolamentos sobre o ambiente, para condições padronizadas, de 55 °C e 65 °C, respectivamente.

Por outro lado, as restrições de envelhecimento a serem respeitadas nas simulações do fenômeno de aquecimento x envelhecimento estão discretizadas nas observações constantes do rodapé da referida Tabela .

Tipo de Carregamento	Temperatura do Topo do Óleo		Temperatura do Ponto Mais Quente dos Enrolamentos		Carregamento Máximo (% do Valor de Placa)
	55°C	65°C	55°C	65°C	
Condição Normal (1)	85°C	95°C	95°C	110°C	100,0
Sobrecarga Planejada (1)	100°C	110°C	110°C	120°C	120,0
Emergência de Longa Duração (2)	110°C	110°C	130°C	130°C	150,0
Emergência de Curta Duração (3)	110°C	110°C	140°C	140°C	150,0

Obs. : (1) Envelhecimento relativo anual máximo : 100 % .

(2) Envelhecimento médio anual máximo : 3,33 % .

(3) Aplicação : Deve ser reservada às situações onde preponderam as restrições financeiras, no âmbito de um elenco de critérios de aplicação conjuntural, denominados de "Critérios Relaxados".

Tabela 2.1 : Restrições Térmicas e de Carregamento Adotadas

2.5.3.2 - Corrente de Carga

Sob o ponto de vista dos condicionamentos ditados única e exclusivamente pelo equipamento principal, e à parte de eventuais restrições de outra natureza, que poderão vir a impor valores mais reduzidos, a limitação de corrente de carga pode, aproximadamente, ser associada ao porte do equipamento. Neste ponto cabe a ressalva de que o envelhecimento também funciona como um limitador para a corrente máxima de carga.

No entanto, quando de solicitações de carga com perfil caracterizado por apresentar forte variação ao longo do dia e ao longo dos meses, pode-se admitir intensidades de carga nos períodos de ponta de carga, sensivelmente superiores à nominal, mesmo em condições normais de operação.

Também as limitações impostas às temperaturas de operação, tanto para o óleo quanto para os enrolamentos, funcionam como limites de retaguarda para a corrente de carga, não eliminando, ainda assim, a conveniência de estabelecer um limite.

Como ordem de grandeza preliminar, segue-se os valores constantes da Tabela 2.2 a seguir (PORTELA, 1982) .

POTÊNCIA NOMINAL (trifásica)	ORDEM DE GRANDEZA DA SOBRECARGA (p.u. da corrente nominal)
Algumas dezenas de MVA	1,6 a 1,95
100 MVA	1,4 a 1,7
Algumas centenas de MVA	1,4
da ordem de GVA	(*)

Obs: Os valores máximos permissíveis para os transformadores de 1500 MVA do sistema de 765 KV de FURNAS Centrais Elétricas S/A são de cerca de 1,1 a 1,25 p.u., porém não seria prudente estabelecê-las como ordem de grandeza, visto que a falha em um equipamento deste porte certamente irá impor severas restrições de suprimento por períodos provavelmente muito prolongadas. São apenas valores orientativos "fornecidos" pelos fabricantes, exclusivamente para atender indisponibilidades de baixa probabilidade de ocorrência e, assim mesmo, com duração reduzida.

Tabela 2.2 : Corrente Máxima para Transformadores de Potência

2.5.4 - Limitações Térmicas de Transformadores - Aspectos Conceituais

Convém, neste ponto, introduzir alguns comentários sobre os valores de limitações térmicas propostos, uma vez que há muita polêmica sobre este assunto e o próprio GTCP- “Grupo de Trabalho para o Estabelecimento de Critérios de Planejamento de Transmissão”, grupo que normatizou as avaliações de limite de carregamento no Brasil e do qual o autor fez parte por vários anos, optou, pelo menos no momento, por fixar temperaturas máximas para o topo do óleo e ponto mais quente distintas para o caso de transformadores de 55°C e de 65°C.

Ora, esta preocupação se afigura demasiado ortodoxa e conservadora, posto que:

- A modelagem sugerida neste trabalho de Tese (que deu origem àquela em uso no setor elétrico brasileiro, aprovada pelo GTCP a que se referiu há pouco) prevê a utilização de curvas de envelhecimento distintas para os dois tipos de transformadores, em função do papel isolante ser termo estabilizado em um caso e no outro o papel Kraft comum. Automaticamente se introduz assim uma penalização à utilização mais intensa de transformadores de 55 °C, posto que acumulará maior envelhecimento quando operando na mesma temperatura que os transformadores de 65 °C.
- As restrições de temperatura máxima fixadas se referem à uma prevenção do fenômeno de formação de bolhas, devido à umidade existente no óleo e no papel. Este tipo de fenômeno não depende do fato do papel ser termoestabilizado ou não e, por causa disto, as Normas IEC e ANSI acertadamente não estabelecem diferenciação dos limites de temperatura máxima em função do tipo de transformador.
- A formação de gases por decomposição da celulose é um outro fenômeno e que se inicia na faixa de temperaturas em que a equação de Arrhenius perde sua validade (acima de 150 °C), o que está automaticamente coibido com as limitações propostas.
- Resumindo, utilizar curvas de envelhecimento distintas para transformadores de 55 °C e de 65 °C e ainda estabelecer temperaturas máximas distintas para o ponto mais quente é redundante e desnecessário, limitando injustificadamente o carregamento dos transformadores de 55°C .

2.6 - Aspectos Computacionais

Neste tópico será abordada a especificação funcional e os procedimentos adotados na implementação do Modelo Computacional que hoje é utilizado por todas as empresas integrantes do **GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico** -, sendo que sua consolidação deu origem a duas Dissertações de Mestrado, com orientação do ilustre Prof. Dr. Carlos Medeiros Portela - uma das maiores autoridades, no mundo, em carregamento de transformadores de potência - e co-orientação do autor .

Antes porém, convém lembrar o objetivo perseguido com a implementação de uma nova metodologia computacional . Assim, a lógica da metodologia clássica para determinar limites de sobrecarga baseia-se em simulações que enfocam o dia de ocorrência da contingência mais severa apenas, suposto conservativamente como sendo o dia do pico anual de carga. A contingência é assumida, localizada no tempo, de tal forma que sua duração abranja o período de ponta diária de carga .

Dadas estas premissas, impõe-se que as temperaturas do topo do óleo e ponto mais quente dos enrolamentos situem-se na faixa admissível e que a perda de vida acumulada no dia simulado, não seja superior àquela que ocorreria, no mesmo período, se o transformador estivesse em regime e com carregamento tal que, uma vez repetido todos os dias, levaria a uma expectativa de vida útil previamente fixada como critério (usualmente 30 anos).

O método clássico, conforme ressaltado, conduz a resultados conservadores, posto que se inclui implicitamente a premissa de que a contingência ocorra todos os dias, durante toda a vida útil do equipamento. Deve ser enfatizado que a contrapartida a uma metodologia/critérios conservativos é o, eventualmente, supérfluo reforço do sistema quando, evidentemente, a solução ótima é justamente a solução de compromisso entre os custos de expansão que seriam determinados na hipótese de aceitação de elevados limites de carregamento e, de outro lado, as consequências traduzidas por intensa perda de vida e necessidade de substituição precoce.

Tais reflexões sugeriram o desenvolvimento de uma metodologia de simulação computacional aprimorada, objetivando reduzir a margem de conservadorismo dos métodos e procedimentos clássicos, sem causar custos extras no futuro, como consequência da aceleração da degradação das características elétricas da isolação.

Em outras palavras, a metodologia proposta tem por meta permitir uma maximização da eficiência dos investimentos da expansão, visto que toda a gama de utilização é explorada sem riscos, levando-se em consideração as características próprias de cada caso.

O ponto chave do método advém do reconhecimento do fato de que o fenômeno de envelhecimento apresenta características cumulativas, na região de temperaturas usuais de operação. No método proposto, a performance térmica do transformador é considerada em uma base anual de modo a abrigar a possibilidade de que períodos de operação em contingência, com taxas elevadas de vida útil, possam ser compensados por períodos de condições mais amenas, com taxas de envelhecimento reduzidas, explorando as características cumulativas do fenômeno.

Adicionalmente, para reduzir ainda mais o conservadorismo, considera-se que envelhecimentos relativos aos períodos de operação em condição normal e sob contingência, devam ser ponderados por suas frequências de ocorrência e durações respectivas, compondo uma expectativa de vida útil que atenda a um critério especificado (30 anos usualmente, para o Planejamento da Expansão).

2.6.1 - Procedimentos para Avaliação do Limite em Condição Normal de Operação.

Para simular um ano de operação em condição normal, para uma ponta anual ajustada iterativamente até no máximo o valor de placa do equipamento, o procedimento consiste em simular uma semana típica para cada mês do ano, sendo que para concretizar a simulação semanal, basta efetuar uma simulação contínua de um dia útil seguido de um sábado e um domingo.

Na medida em que o mercado disponível para estudos de planejamento, em geral, não oferece o nível de detalhe que permita diferenciar curvas de carga dos dias úteis entre si, ou mesmo dos dias de fim de semana entre si, optou-se por obter o envelhecimento total semanal por ponderação 5:1:1 dos envelhecimentos relativos a dia útil, sábado e domingo.

Dessa forma, está ao menos reservada a flexibilidade de processar curvas de carga distintas para o sábado e o domingo, o que pode ser importante em alguns casos de análise de subestação de suprimento. Face à possibilidade de cargas com fator de carga bastante elevado, transformadores com perdas anormais em relação aos valores usualmente encontrados na prática, etc., é recomendável efetuar a monitoração de temperatura máxima também na simulação de condição normal, sendo que tal recurso foi incluído no programa digital desenvolvido no âmbito das atividades do Grupo de Trabalho para Estabelecimento de Critérios de Planejamento (GTCP) .

Foi previsto também o armazenamento dos valores máximos de envelhecimento horário e de temperatura do óleo e ponto mais quente obtido nas simulações, bem como um armazenamento de todos os envelhecimentos horários obtidos na simulação da semana típica, de forma a permitir um cálculo posterior de valores médios diários, mensais e anuais.

Para fixar idéias, sejam :

$EHU(j)$, $EHS(j)$ e $EHD(j)$ = envelhecimentos horários, para a hora j , obtidos nas simulações de dia útil, sábado e domingo, respectivamente .

$EU(i)$, $ES(i)$ e $ED(i)$ = envelhecimentos diários para dia útil, sábado e domingo, respectivamente, para simulação de um mês i qualquer .

$EM(i)$ = envelhecimento mensal do mês i ;

EA = envelhecimento anual.

A partir de tal simbologia, pode-se calcular :

$$\begin{aligned} EU(i) &= \sum_{j=1}^{24} EHU(j) \\ ES(i) &= \sum_{j=1}^{24} EHS(j) \\ ED(i) &= \sum_{j=1}^{24} EHD(j) \end{aligned} \tag{2.2}$$

Cada envelhecimento horário EH (.), por sua vez, pode ser obtido previamente por integração da função perda de vida em % durante uma hora.

$$EH(.) = \sum^m PV_{\%}(k) \quad (2.3)$$

onde :

k, m = variáveis referentes ao intervalo de integração e número de intervalos integração em que se subdividiu a hora, respectivamente.

Prosseguindo, obtém-se :

$$EM(i) = \frac{30}{7} [5 * EU(i) + ES(i) + ED(i)] \quad (2.4)$$

$$EA = \frac{365}{360} \left[\sum_{i=1}^{12} EM(i) \right] \quad (2.5)$$

As perdas de vida relativas, em %, para os períodos de um dia, um mês e um ano são dadas, na premissa de vida útil esperada mínima de 30 anos, pelas expressões:

$$PV_r^d = ED_{\%} (30 \times 12 \times 30)$$

$$PMV_r^m = EM_{\%} (12 \times 30) \quad (2.6)$$

$$PV_r^a = EA_{\%} \times 30$$

onde :

PV_r^d, PV_r^m, PV_r^a = perdas de vida relativas diárias, mensal e anual, respectivamente; e $ED_{\%}, EM_{\%}$ e $EA_{\%}$ = envelhecimento diário (para dia útil, sábado ou domingo), mensal e anual, respectivamente (todos os valores em porcentagem).

Adicionalmente, cumpre salientar que a simulação do dia útil deve ser iniciada assumindo-se temperaturas iniciais para o topo do óleo e enrolamento à 0 hora, prosseguindo-se com o cálculo até se obter as temperaturas correspondentes às 24 horas.

Assumindo-se, para efeito de simulação, dias úteis iguais entre si e que já se tenha implantando um regime periódico de temperaturas, as temperaturas de 0 hora e de 24 horas deveriam coincidir.

Se tal não acontecer, devido à inadequacidade dos valores de 0 hora formulados como hipótese de partida do processo, deve-se proceder iterativamente ao ajuste dessa condição de contorno antes de empreender a simulação do sábado, que deverá ter suas temperaturas de 0 hora idênticas às temperaturas de 24 horas dos dias úteis. Nesse caso, porém, não se deverá impor nenhuma vinculação às temperaturas de 24 horas do sábado, que servirão de ponto de partida para a simulação de domingo.

Finalmente é oportuno destacar que a simulação para determinação do carregamento limite de condição normal objetiva maximizar o carregamento até o ponto em que se atinja pelo menos um dos limites seguintes ou a potência nominal do equipamento:

- **envelhecimento anual equivalente àquele que se verificaria com o transformador operando por um ano com carga nominal, em condições de referência de norma quanto à temperatura do fluido refrigerante (envelhecimento anual relativo unitário);**
- **temperaturas máximas dos pontos mais quentes dos enrolamentos e do topo do óleo estipuladas por critério;**
- **restrições de temperatura de elementos auxiliares (p. ex. buchas ou reguladores).**

Convém lembrar que se uma das três condições acima referenciadas for a restritiva, o carregamento máximo de condição normal será limitado a valor inferior da placa. Tal fato pode efetivamente vir a ocorrer em função de condições de temperatura ambiente e de fator de carga extremamente desfavoráveis do ponto de vista de aquecimento; ou ainda no caso de transformadores com parâmetros fora das faixas usuais de especificação.

2.6.2 - Procedimentos para Limitação do Carregamento Planejado Acima do Valor de Placa.

A análise da condição de sobrecarga planejada pode ser feita de modo idêntico ao efetuado para o caso de condição normal, destacando-se que o fator definido pela relação entre ponta anual e potência nominal instalada na subestação em análise é certamente superior à unidade.

Além disso, para a simulação de sobrecarga planejada, há que se levar em conta, além da sazonalidade natural, os perfis diários distintos que caracterizam determinadas épocas do ano, e que, por isso mesmo, justificam a aplicação deste tipo de carregamento.

Para permitir uma simulação adequada das épocas de "temporadas" (por exemplo, no caso de subestação litorânea) devem ser previstos dados adicionais. A restrição de envelhecimento a ser atendida diz respeito à contabilização do envelhecimento relativo anual, que não deve superar a unidade, além das mesmas restrições quanto à temperaturas máximas estabelecidas para definir o carregamento máximo em condição normal.

2.6.3. Procedimentos para Determinação do Limite de Sobrecarga de Longa Duração

2.6.3.1 - Equacionamento Básico

A obtenção de um carregamento limite que caracterize as situações de contingências de longa duração impõe que, além da simulação anual de condição operativa normal, sejam efetuadas simulações para aferir a severidade de ocorrências de longa duração devido à perda de linhas de transmissão no sistema, assim como simulações em que as ocorrências de longa duração sejam causadas por perda de unidades transformadoras ou ainda unidades geradoras.

O envelhecimento médio anual, que define a expectativa de vida útil do equipamento, pode ser obtido por ponderação adequada dos anos de operação em condição normal, e os anos em que se admite a ocorrência dos diversos tipos distintos de contingência.

Formalmente, conforme já apresentado anteriormente, tem-se :

$$\overline{EA} = \left\{ \sum_{k=1}^{N_c} [F_k \cdot EA(k)] + (1 - \sum_{k=1}^{N_c} F_k) \cdot EA_{CN} \right\} \quad (2.1 - bis)$$

onde o valor máximo para \overline{EA} permissível deve ser de 3,3%, para hipótese de expectativa de vida útil de 30 anos.

Na equação (2.1 - bis) tem-se :

\overline{EA} = envelhecimento médio anual , em porcentagem, ponderando os anos de operação em condição normal e os anos de operação em que ocorrem contingências severas no sistema;

$EA(k)$ = envelhecimento anual em porcentagem, obtido para um ano de operação em que ocorra a contingência severa de classe de duração k ;

F_k = frequência anual de ocorrência de contingência severa de classe de duração k ;

N_C = número de classes de duração em que se classificaram as contingências severas (emergências de transformador com reparo local, com substituição por reserva remota, ou com aguardo de reparo na fábrica; contingência de LTs por queda de torre, por quebra de condutor, etc.);

EA_{CN} = envelhecimento anual, em percentagem, obtido na simulação de condição normal, para carregamento limite de condição normal.

2.6.3.2 - Procedimentos de Cálculo

Na busca do estabelecimento de um limite de carregamento balizado pelo enfoque de sobrecarga em emergência de longa duração, o programa digital desenvolvido procede automaticamente, por aproximações sucessivas, aos ajustes do valor de ponta anual de carga admissível na subestação.

Mais explicitamente, o programa ajusta um certo fator multiplicativo para a carga de ponta anual (válido para as simulações tanto de perda de LTs quanto de transformadores) e procede ao cálculo de \overline{EA} para este fator. O fator para o qual o valor de \overline{EA} se aproxima de 3,3% dentro de uma certa tolerância, é o valor limite procurado do ponto de vista de envelhecimento, sujeito ainda ao crivo das verificações da compatibilidade das temperaturas obtidas com os limites térmicos estipulados.

O fator multiplicativo limite final é aquele que permite utilizar o equipamento ao máximo e que, ao mesmo tempo, obteve o respaldo das verificações de não redução na expectativa de vida útil e de máximas temperaturas atingidas no topo do óleo e ponto mais quente dos enrolamentos. Para efeito de programa digital, impõe-se o recurso de, automaticamente, centrar o período de duração da sobrecarga de longa duração (valor médio de tempo de reparo de linhas de transmissão ou transformadores, em consonância com a respectiva classe de duração) em torno da ponta anual de carga, perseguindo-se sempre o estudo da situação mais desfavorável.

O cálculo das frequências de ocorrência de sobrecarga face à perda permanente de elementos da rede de transmissão F_{LT} e F_{TR} para o caso de linhas de transmissão e transformadores, respectivamente, pode ser efetivado no âmbito de uma análise de contingências simples da rede afeta à subestação em análise, contemplando, em um horizonte de planejamento estipulado, a configuração mais crítica em termos de suscetibilidade à ocorrência de sobrecargas.

Como premissa básica de cálculo de limite de sobrecarga de longa duração, concorrendo para a manutenção de certa dose de conservadorismo no método, assume-se que toda e qualquer contingência possa solicitar o(s) transformador(es) específico(s) em análise até o valor limite de sobrecarga, fato que permite a soma algébrica das frequências dos eventos que provocam sobrecarga¹ e a desvinculação de cada frequência de contingência individual com o respectivo grau de severidade.

¹ Soma de frequências no sentido de compor a frequência de uma classe de duração. Por exemplo, para contingências de LT's, soma-se as frequências de ocorrência das contingências de todas as linhas da rede que podem provocar sobrecarga importante nos transformadores da SE em estudo.

Em outras palavras, para a definição do limite de sobrecarga de longa duração admitem-se todas as contingências, que possam provocar sobrecargas, com o máximo grau de severidade. Além disso, o cálculo do valor máximo de sobrecarga, quando limitado por envelhecimento, não contempla a evolução da carga da subestação ao longo do tempo, acarretando uma folga adicional importante para contrabalançar as incertezas inerentes ao processo de planejamento.

Cumpra-se observar que na situação mais comum, a(s) frequência(s) anual(is) de sobrecarga para saídas de transformadores, quando se pretende verificar o limite de carregamento visualizando a ampliação de determinada subestação, poderá ser tomada idêntica ao produto da frequência de falha de um transformador pelo número de transformadores instalados na etapa final da subestação menos um ($N^{\circ}TR - 1$).

Além disso, conservativamente e dispensando análises aprofundadas de confiabilidade, a frequência anual de sobrecargas por saídas de linhas de transmissão pode ser tomada como o valor máximo, obtido no período de análise, para a somatória das frequências de falha anuais das LT's que, quando fora de serviço, provocam incremento significativo no carregamento dos transformadores da subestação em exame.

Adicionalmente, frisa-se que :

- A frequência de contingências, de longa duração devido a falhas em transformadores, estimada segundo o parágrafo anterior, pode vir a ser incrementada, em alguns casos de subestações de interligação, pelas taxas de saída de transformadores de outras subestações que provoquem a intensificação do fluxo de potência na subestação sendo considerada. Havendo tal possibilidade, recomenda-se assumir o incremento de frequência em base à configuração do sistema, no período em que maior número de situações desse tipo seja detectado pela análise convencional de fluxo de potência.
- Evidentemente, no caso de subestações de suprimento não há contingências de LT's a serem consideradas, sendo que as contingências de transformadores, para cada classe de duração, só dependem do número de unidades transformadoras da própria subestação.

Como guia orientativa para definir a severidade de uma contingência ("aumento significativo de fluxos"), recomendando a consideração de sua frequência de ocorrência, propõe-se considerar como severas as contingências que provocam um incremento de fluxo acima do limite correspondente às restrições de temperatura para condição normal ou a um envelhecimento anual unitário, prevalecendo a condição mais restritiva. Tais condições definem as limitações concernentes à sobrecarga programada, conforme exposto no item anterior ("carregamento programado superior ao valor de placa").

2.6.3.3 - Cômputo de Envelhecimento

Para avaliação da capacidade de sobrecarga de longa duração, no tocante à restrição ditada pelo envelhecimento, é razoável poder-se admitir um envelhecimento mais acelerado nestes casos episódicos, em consonância com o envelhecimento menos acelerado dos períodos de condição normal, de tal forma que o envelhecimento total obtido ("envelhecimento médio ") não ultrapasse o envelhecimento básico (vide discussão no item 2.2). A princípio, esta consideração necessitaria de um tratamento probabilístico, principalmente no trato do caráter aleatório das eventuais indisponibilidades. Para contornar este caminho de solução, é possível estabelecer-se algumas hipóteses simplificadoras, para dotar o processo de um caráter determinístico com considerações probabilísticas (caráter híbrido), conforme segue.

- i) Considera-se que as indisponibilidades irão sempre ocorrer no período mais desfavorável do ano em termos de envelhecimento.**
- ii) Considera-se que as indisponibilidades possuem o mesmo grau de severidade, isto é, que impõem idênticas solicitações de carga.**

A partir dessas considerações é possível decompor-se o problema em intervalos anuais, desacoplando-se o cálculo da condição de indisponibilidade de curta e longa duração.

Para efeito de cálculo, as indisponibilidades não ocorrem num mesmo ano e, em decorrência, as taxas de falhas de contingências diversas que possuam uma mesma duração para reparo podem ser somadas.

Como a simulação retrata a pior solicitação quanto a indisponibilidades, é possível garantir-se que a ocorrência de diversas contingências num mesmo ano, desde que respeitado o critério “(N - 1)”, não violarão as restrições impostas ao problema.

Para obter a pior solicitação térmica basta que se simule num primeiro passo, um ano integral em indisponibilidade, obtendo-se o máximo fator de sobrecarga para que as restrições associadas às temperaturas do óleo, dos enrolamentos e de carga máxima, não sejam violadas. O segundo passo consiste em associar-se, os maiores envelhecimentos contíguos.

Por exemplo: supondo-se um caso com os envelhecimentos mensais hipotéticos da Tabela 2.3 a seguir, com duas categorias de indisponibilidade, 1 mês e 3 meses de duração, considerar-se-ia a ocorrência da primeira no mês de outubro e a da segunda nos meses de janeiro a março.

Caso as indisponibilidades de 1 e 3 meses possuam taxas de falha de 0,20 (1 falha a cada 5 anos) e 0,05 (1 falha a cada 20 anos) , respectivamente, o “envelhecimento médio equivalente” pode ser obtido ponderando-se o envelhecimento relativo anual das indisponibilidades com o envelhecimento da condição normal.

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

Para o exemplo, usando a equação (2.1 - bis), vem :

$$ENV_{me} = (1,00 - 0,25) \times 0,92 + (0,20 \times 1,19) + (0,05 \times 1,44) = 1,00$$

ou seja, as solicitações térmicas do exemplo se equivalem em termos de envelhecimento, e para as piores condições de indisponibilidade, à operação contínua na temperatura de referência.

MÊS	CONDIÇÃO NORMAL	INDISPONIBILIDADE		
		1 ANO	1 MÊS	3 MESES
JANEIRO	1,00	3,24	1,00	3,24
FEVEREIRO	1,00	3,24	1,00	3,24
MARÇO	0,95	2,70	0,95	2,70
ABRIL	0,90	2,17	0,90	0,90
MAIO	0,85	1,38	0,85	0,85
JUNHO	0,85	1,38	0,85	0,85
JULHO	0,85	1,38	0,85	0,85
AGOSTO	0,90	2,17	0,90	0,90
SETEMBRO	0,90	2,17	0,90	0,90
OUTUBRO	1,05	4,28	4,28	1,05
NOVEMBRO	0,90	2,17	0,90	0,90
DEZEMBRO	0,90	2,17	0,90	0,90
MÉDIA ANUAL	0,92	2,37	1,19	1,44

Tabela 2.3 : Envelhecimentos Relativos

Vale citar que os trabalhos até então publicados nesta mesma linha de pensamento, elegem a situação de ponta de carga anual como representativa para definição da pior solicitação [Ramos et alli. , 1986 ; Ramos et alli. ; 1988]. Segundo a orientação destes trabalhos, a indisponibilidade de 3 meses do caso hipotético seria considerada no período de setembro a novembro, acarretando:

$$ENV_r(3 \text{ meses}) = 1,40; \text{ e } ENV_{me} = 0,998$$

Não se pode afirmar, obviamente, que a ordem de grandeza da diferença entre os dois resultados se manterá neste nível. Supondo um outro exemplo, onde as indisponibilidades teriam sempre duração de três meses, com taxa de falha de 0,25, pela metodologia desta tese obter-se-ia:

$$ENV_{me} = 1,05;$$

enquanto que pelos trabalhos referidos obter-se-ia :

$$ENV_{me} = 1,04.$$

Uma outra hipótese também embutida na metodologia, consiste na consideração de que todos os anos de condição normal são idênticos àquele que engloba a maior solicitação de carga. Isto significa desconsiderar os períodos favoráveis de crescimento de carga, por exemplo aquele imediatamente posterior à uma ampliação da capacidade de transformação.

Com isto o cômputo do envelhecimento também não se favorece dos envelhecimentos menos acelerados dos períodos imediatamente posteriores às descontinuidades de solicitações de carga que são promovidas pela entrada em operação de reforço de transformação.

Outrossim, no caso de transformadores de três enrolamentos, o cômputo do envelhecimento para cada enrolamento pode ser desacoplado, ou seja, avalia-se o pior período para indisponibilidade de cada enrolamento, e o caso mais restritivo deverá ser tomado como resultado.

Já com relação à condição de curta duração, a análise pode se restringir à avaliação dos períodos de ponta anual: da carga e da temperatura do óleo, caso haja diversidade importante entre estes dois períodos de tempo, por exemplo: intervalo de tempo superior à "constante de tempo do óleo " entre estes dois instantes.

2.6.4 - Procedimentos para Obtenção de Limite de Sobrecarga de Curta Duração.

Para calcular a sobrecarga de curta duração permissível, em função apenas das temperaturas máximas alcançadas na simulação, fixa-se normalmente um período típico de 1/2 hora, valor adotado como critério a nível de planejamento.

Convém lembrar que o período de 1/2 hora está associado ao tempo necessário para a execução de medidas de alívio de carregamento, como por exemplo a reconfiguração do sistema, remanejamento de carga, etc., nos casos em que tais medidas possam efetivamente ser consideradas na etapa de planejamento de ampliação da rede de transmissão.

Na busca da simulação que contemple a solicitação mais severa para os transformadores, há que se analisar antes os resultados obtidos para condição normal, determinando-se o horário do ano em que a operação se faz com as máximas temperaturas obtidas para esta condição operativa.

Note-se que não necessariamente as temperaturas máximas do topo do óleo e/ou ponto mais quente para condição normal ocorrerão no período de ponta de carga do ano, mas poderão sofrer um deslocamento temporal em virtude da diversidade eventualmente existente entre os períodos de máxima temperatura ambiente (verão) e de máxima carga na subestação (ponta anual).

Identificado o instante de ocorrência de máxima temperatura do topo do óleo e/ou enrolamentos, o programa simula a partir desse instante, uma sobrecarga de 1/2 hora no equipamento. Esta sobrecarga é simulada a partir do instante de máxima temperatura do óleo e, também, a partir de um instante situado, no tempo, 1/2 hora antes do instante de máxima temperatura do óleo.

Esta preocupação se justifica posto que o instante de máxima temperatura do óleo situar-se-á, via de regra, na transição de dois patamares de carga e, como fatores de sobrecarga devem ser sempre refletidos à uma sobrecarga que ocorreria no horário de ponta se a contingência ocorresse na ponta e as medidas corretivas fossem as mesmas, não se pode intuir, a priori, a pior condição.

A necessidade de se trabalhar sempre com fatores de sobrecarga referidos ao horário de ponta anual prende-se à sistemática de planejamento em vigor, em que as análises de fluxo de potência e as aferições de necessidade de expansão enfocam tão somente a ponta anual de carga.

Para facilitar comparações, torna-se conveniente expressar sempre o fator de sobrecarga perseguido em percentagem da potência nominal. Define-se então:

$$\boxed{f_A \frac{\Delta S_A}{P_N} * 100} \quad (2.7)$$

onde :

S_A = sobrecarga máxima admissível no instante de máxima temperatura operativa anual,
em condição normal, expressa em MVA;

P_N = potência nominal do transformador em MVA.

Verificando-se uma diversidade importante entre os instantes de ocorrência de máxima temperatura operativa e de ponta de carga anual, no sentido de que estes instantes sejam separados por intervalo superior a uma hora, torna-se imperioso calcular também o limite de sobrecarga de curta duração correspondente à simulação de uma sobrecarga de 1/2 hora no período de ponta anual. Obtém-se então um fator de sobrecarga f_p tal que :

$$\boxed{f_P \frac{\Delta S_P}{P_N} * 100} \quad (2.8)$$

onde :

S_p = sobrecarga máxima admissível no instante de ponta anual da subestação em análise.

Admitindo disponíveis os fatores de sobrecarga já definidos, deve-se procurar exprimi-los agora em termos de ponta anual da subestação, buscando-se determinar a condição mais restritiva.

Calcula-se então :

$$k_A \frac{\Delta f_A * P_P}{P_A}$$

(2.9)

$$k_P \frac{\Delta f_P * P_P}{P_P} = f_P$$

onde :

P_P = ponta anual de carga, por transformador, em condição normal de operação, para a subestação e ano do período de estudo sendo considerados.

P_A = demanda do transformador em análise, no instante de ocorrência de máxima temperatura anual no topo do óleo e/ou ponto mais quente dos enrolamentos, obtidos na simulação para condição normal.

k_A = fator de sobrecarga, no instante de ponta anual, quando se assume o transformador submetido ao carregamento limite tal que, em contingência, resulte um carregamento S_A no instante de ocorrência de máxima temperatura do óleo/ponto mais quente do enrolamento.

Cabe frisar que devem ser observados todos os pontos, ao longo do ano, em que a temperatura do óleo seja superior à temperatura do óleo no horário de ponta, sendo calculados fatores k_A para todos os horários que não puderem ser descartados, como menos restritivos, por uma análise prévia.

Em tal análise, como critério de triagem, considera-se descartados todos os pontos que tiverem, simultaneamente, menor temperatura do topo do óleo e maior coeficiente de transferência para a ponta (P_P/P_A). O carregamento admissível será definido então em porcentagem da potência nominal, refletida ao instante de ocorrência da ponta anual, pelo mínimo dos fatores k determinados.

Saliente-se que a sobrecarga de curta duração - por ser calculada para um intervalo de tempo inferior a uma hora, permitindo assumir carga e temperatura ambiente constantes no período, e pelo fato de se considerar de efeito desprezível uma quantificação de envelhecimento para tal tipo de carregamento - permite um cálculo direto dos valores finais de temperatura para cada fator de sobrecarga, sem necessitar uma integração numérica, conforme explicitado em Apêndice.

A não consideração do envelhecimento acumulado durante períodos de sobrecarga de curta duração se justifica desde que os limites de temperatura sejam criteriosamente selecionados para coibir a formação de bolhas na isolação e evitar a deflagração de um processo incontrolável de deterioração de rigidez dielétrica; e, aliado a isso, o fato de que a expectativa da somatória de períodos em operação com tal tipo de solicitação, durante a vida útil do equipamento é, em geral, bastante reduzida.

Como flexibilidade metodológica, no cálculo do limite de sobrecarga de curta duração, considerou-se conveniente prever a possibilidade de que esta determinação se faça, quando desejado, a partir de uma condição normal de carregamento reduzido, em função do limite de longa duração e do número de transformadores presentes na subestação em tela.

Nomeadamente, sejam :

L_{CN} = limite de carregamento em condição normal para uma unidade;

L_{CE} = limite de carregamento, de uma unidade, para sobrecargas de longa duração;

N = número de unidades instaladas na subestação;

e admita-se que o sistema vizinho possa vir a impor sobrecargas importantes de curta duração na subestação em pauta, mas que na emergência de uma unidade transformadora (por hipótese, de longa duração) não haja possibilidade de remanejamento de carga. Tal situação caracteriza a possibilidade de que o máximo carregamento de condição normal seja ditado pelas restrições de contingência de longa duração, acarretando que a ponta da subestação (P_{SE}) esteja limitada a :

$$P_{SE} = (N - 1) L_{CE}$$

Se ainda :

$$N \cdot L_{CN} > (N - 1) \cdot L_{CE}$$

ter-se-á a limitação preconizada.

Nesta configuração, as sobrecargas de curta duração deverão ser estudadas a partir de uma nova análise da situação de carregamento em condição normal, onde a ponta de carga da unidade transformadora simulada (P_T) deverá se situar em :

$$\boxed{P_T = \frac{(N-1) \cdot L_{CE}}{N}} \quad (2.10)$$

com L_{CE} determinado no estudo de sobrecarga de longa duração.

O cálculo na forma que se acabou de descrever é acionado por palavra chave específica, devendo-se então adquirir o também o número de unidades instaladas na subestação.

2.7 - Procedimentos para Estudos de Definição de Limites de Carregamento de Unidades Transformadoras.

Toda a modelagem matemática necessária para implementar as sugestões contidas nos itens anteriores encontra-se descrita em pormenor nas referências [Ramos, D.S. et alli; 1986] e [Ramos, D.S. et alli ; 1989] e foi sintetizada no item de “Aspectos Computacionais”, que faz parte deste Capítulo.

Cabe enfatizar a necessidade, para uma real maximização das possibilidades de carregamento, de que os procedimentos de cálculo contemplem:

- *Sazonalidade anual da carga e tendência de crescimento ao longo do ano.*
- *Ciclos diários de carga típicos para dias úteis e fins de semana, para cada mês do ano.*
- *Curvas diárias típicas de temperatura ambiente para cada mês do ano (ou, no mínimo, para cada estação), obtidas a partir da médias das máximas de cada patamar horário.*
- *Frequência e duração de contingências realistas e representativas do sistema.*
- *Considerar as possibilidades de remanejamento de carga entre subestações, efetivação das manobras de remanejamento (assumindo 1/2 hora).*
- *A condição de partida para uma simulação de avaliação dos limites de carregamento de uma SE poderá ser estabelecida em termos de (1) curvas de carga típicas representativas de grupos de SE's, (2) características padronizadas de equipamentos, (3) curva de temperatura ambiente para um dia de verão assumida para todo o ano, (4) ciclos de carga de dias úteis apenas; permitindo estabelecer limitações conservativas. Tais limitações seriam utilizadas no planejamento do sistema e somente naquelas SE's em que se impusesse um reforço as simulações seriam refeitas nos padrões definidos pelos tópicos anteriores.*

2.8 - Comentários Adicionais

2.8.1 - Restrições Acessórias

Até recentemente as especificações técnicas de transformadores não faziam exigências quanto às sobrecargas admissíveis pelos acessórios do transformador, de forma que os resultados obtidos por ferramentas computacionais, para equipamentos já adquiridos, podem sofrer limitações adicionais além das restrições térmicas ditadas pelo envelhecimento do isolamento e temperaturas máximas dos enrolamentos e óleo.

Dentre estas limitações, conforme já estabelecido ao início do item 2.5, pode-se citar: expansão do líquido isolante e conseqüente pressão em unidades seladas; sobreaquecimento em buchas, conexões soldadas em unidades antigas, comutadores de derivações; além de limitações térmicas de componentes associados tais como cabos, disjuntores, seccionadoras, TC's.

Uma outra limitação, ainda em fase de pesquisa internacional e que, portanto, apresenta muita diferença de opinião, é o limite de carregamento a partir do qual os efeitos do fluxo de dispersão tornam perigosa a operação. Para transformadores de potência menor que 100 MVA trifásicos ou 33 MVA monofásicos tem sido adotado um limite de 150 % sem maiores verificações.

Acima destas potências, para transformadores já instalados, deve-se utilizar dados fornecidos pelo fabricante.

O carregamento máximo admissível estabelecido na presente proposta está limitado em 150 % em qualquer condição, em decorrência de pesquisas realizadas envolvendo consultas internacionais a concessionárias e a fabricantes nacionais. Compativelmente, todos os transformadores em fase de aquisição ou a serem adquiridos devem ser especificados para que todos acessórios suportem no mínimo 150 % da potência nominal para curvas de carga e temperaturas típicas.

Cumprir frisar que todos os esforços foram empreendidos na busca de critérios e procedimentos que permitam uma utilização otimizada dos transformadores, visando uma minimização dos investimentos em ampliação da capacidade de transformação instalada, porém todas as proposições feitas podem tornar-se inócuas e estar fadadas ao insucesso se outras providências complementares não forem tomadas.

Dessa forma, será necessário uma revisão dos critérios de ajuste dos relés de temperatura do óleo e imagem térmica de maneira a se estabelecer coerência com os critérios de carregamento.

Além disso, para se ter confiança nos resultados dos estudos, devem ser selecionados dados históricos sobre a temperatura ambiente, dados de crescimento de cargas e forma de curva de carga que sejam representativos da subestação estudada, o que envolve grande esforço de coleta e tratamento de informações.

2.8.2 - Transformadores de Interligação de Sistemas

Tendo em vista a dificuldade quanto ao estabelecimento de uma curva de carga "representativa" para o caso de transformadores de potência utilizados nas interligações de sistemas, deve-se procurar contemplar o caso mais restritivo em termos do perfil considerado para a solicitação térmica, fundamentalmente no caso de indisponibilidade.

Por exemplo, pode-se adotar para o caso de indisponibilidades, um perfil constante ou com pequenas variações ao longo do dia.

Contudo, o estabelecimento do perfil deve se limitar a situações possivelmente viáveis, mesmo que com baixa probabilidade de ocorrência. Em último caso, pode-se supor vários perfis de indisponibilidades, tomando-se o cuidado de manter a taxa de falha total.

2.8.3 - Indisponibilidades do Sistema Forçado de Arrefecimento

No conjunto das avaliações de indisponibilidades, deve-se prever, em adição, a perda total do sistema forçado de arrefecimento, para contemplar os raros, mais possíveis casos de baixa confiabilidade ou flexibilidade do suprimento a estes sistemas forçados.

Como exemplo, pode-se citar ocorrências deste tipo na subestação Grajaú, pertencente a FURNAS Centrais Elétricas S/A, problema este que já está sendo solucionado. Em todo caso, não custa, ao menos, prever este tipo de indisponibilidade. A escolha da pior solicitação térmica desta natureza é simples. Basta analisar o período de ocorrência da máxima temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos.

2.9 - Conjugação dos Diversos Limites de Carregamento no Planejamento da Expansão da Capacidade Transformadora.

A partir da possibilidade de determinação adequada de limites de carregamento para diferentes condições operativas dos transformadores, pode-se propor a seguinte cadeia simplificada de procedimentos para efetivar o dimensionamento/expansão da capacidade transformadora instalada em uma subestação:

- P1** - Determinação do limite de carregamento da SE para condição normal de operação, para uma configuração conhecida em um determinado período do horizonte de planejamento. (Limite de carregamento da SE pode ser assumido como o produto do número N de transformadores da configuração pela capacidade de carregamento de uma unidade).

- P2** - Determinação do limite de carregamento da SE para contingências de longa duração, para a mesma configuração considerada no passo anterior. (O limite de contingência de longa duração deve contemplar o perfil de temperaturas e o envelhecimento obtidos na simulação para condição normal. Além disso, a frequência de contingências para perda de unidades em paralelo deve considerar o produto de $(N - 1)$ - número de unidade em paralelo com uma unidade qualquer - pela frequência de saída de serviço de uma unidade. O limite de carregamento da SE pode ser assumido então como o montante de MVA correspondente ao produto $(N - 1)$ pelo limite de carregamento de uma unidade em condições de emergência de longa duração, adicionado do montante de carga possível de ser remanejada em 1/2 hora).

- P3** - Determinação do limite de carregamento da SE para contingências de curta duração, para a mesma configuração considerada nos passos anteriores. (O limite de contingência de curta duração deve contemplar o perfil de temperaturas do óleo obtido na simulação para condição normal. O limite de carregamento da SE deve ser tomado pelo produto de (N-1), número de unidades remanescentes em serviço quando de uma contingência em unidade da própria SE, pelo limite de carregamento de curta duração de uma unidade).
- P4** - Verificação do ano em que a carga atendida pela SE, ou a solicitação de fluxo no caso de transformador de interligação, ultrapassa o mínimo dos limites avaliados nos passos anteriores. Proposição de reforço na SE (caso não se tenha atingido a etapa final de instalação) ou proposição de nova SE para assumir parte da carga/fluxo no ano em que se verifica a violação do limite de carregamento da SE.

APÊNDICE : MODELO TÉRMICO UTILIZADO

A.1 - Equacionamento Básico

O modelo físico ou matemático adotado é, propositadamente, bastante simples, considerando apenas os aspectos dominantes dos fenômenos envolvidos, compativelmente com a precisão das informações que se dispõe na grande maioria dos casos.

Quando se tenha informações mais detalhadas que permitam confiança em um tratamento mais rigoroso, e/ou quando se pretenda explorar muito intensamente as possibilidades de sobrecarga, justificar-se-á uma modelagem mais elaborada, dispensando algumas das simplificações assumidas.

A modelagem matemática seguida no desenvolvimento do programa contempla o cálculo de temperaturas e envelhecimento em função das características do equipamento simulado, perfil de carregamento e curva de temperatura anual do fluido refrigerante.

A equação inicial diz respeito ao **cálculo da temperatura final do topo do óleo, em regime estabilizado**, quando se aplica uma determinada solicitação térmica. A expressão de partida, dedutível a partir de relações termodinâmicas, estabelece que :

$$\Delta\theta_{0F}(p) = \Delta\theta_{0N} \left| \frac{P_{CT}(P) + P_{Fe}^N}{P_{CT}^N + P_{Fe}^N} \right|^n \quad (A.1)$$

onde :

$\Delta\theta_{0r}(p)$ = elevação de temperatura final do topo óleo em relação ao ambiente se a solicitação térmica correspondente ao p-ésimo patamar de carga se mantivesse "ad infinitum".

$\Delta\theta_{0N}$ = elevação de temperatura do topo do óleo em relação ao ambiente em condições nominais , regime permanente.

$P_{CT}(p)$ = perdas em carga no p-ésimo patamar de carga.

P_{CT}^N = perdas em carga para carregamento nominal.

P_{Fe}^N = perdas no ferro para tensão e frequência nominais.

n = expoente que depende do tipo de refrigeração.

- **Elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo do óleo, em regime permanente, para carregamento constante e correspondente ao patamar genérico p da curva de carga :**

$$\Delta\theta_{ef}(p) = \Delta\theta_{en} * (P_C(p) / P_{CN})^m \quad (A.2)$$

onde :

$\Delta\theta_{ef}(p)$ = elevação de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em relação ao topo do óleo, em condições estabilizadas e solicitação térmica correspondente ao p-ésimo patamar da curva de carga.

$\Delta\theta_{en}$ = elevação de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, sob solicitação nominal.

$P_C(p)$ = perdas no cobre no p-ésimo patamar de carga.

P_{CN} = perdas no cobre em condição de solicitação nominal.

m = expoente que depende do tipo de refrigeração.

- **Cálculo da elevação de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente, em um patamar de carga genérico “p” e um intervalo de integração “i” , correspondente ao intervalo “ Δt ” , correspondente aos instantes de tempo $|t_{i-1} - t_i|$:**

$$\Delta\theta_0(t_i) = (\Delta\theta_{of}(p) - \Delta\theta_{oi}) \cdot [1 - \text{Exp}(-\Delta t / T_N)] + \Delta\theta_{oi} \quad (A.3)$$

onde :

t_i = instante de tempo

$\Delta\theta_{oi}$ = elevação de temperatura do topo do óleo em relação à temperatura ambiente, vigente ao fim do intervalo de integração (i -1).

T_N = constante de tempo térmica do óleo

Δt = passo de integração utilizado no cálculo de temperatura e envelhecimento.

- **Cálculo da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos (θ_c).**

A elevação de temperatura do ponto mais quente é admitida instantânea em relação à temperatura do topo do óleo, pois despreza-se a constante de tempo própria dos enrolamentos (cerca de 4 a 5 min). Tem-se :

$$\theta_e(t_i) = \Delta\theta_{ef}(p) + \Delta\theta_o(t_i) + \theta_a(t_i) \quad (A.4)$$

onde :

$\theta_a(t_i)$ = temperatura ambiente no instante t_i .

A.2 - Fatores de Correção das Equações

Em algumas situações pode ser de interesse obter uma maior precisão no equacionamento do fenômeno de aquecimentoXenvelhecimento, podendo-se recorrer então a equações de correção para incorporação de alguns efeitos não embutidos no equacionamento anterior.

• Correção de Resistência dos Enrolamentos em Função da Temperatura

Nesse caso, a equação de elevação da temperatura do topo do óleo sobre o ambiente, em regime estabilizado, para carregamento constante e correspondente ao patamar genérico “g” da curva de carga, se escreve :

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \left[\frac{C * K_g^2 * R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (A.5)$$

onde :

C = coeficiente de correção da resistência equivalente do transformador, para considerar a variação das perdas em carga em função da temperatura.

K_g = razão entre a corrente de carga genérica do patamar “g” e a corrente de carga nominal.

R = relação entre as perdas a plena carga e as perdas em vazio.

O cálculo do coeficiente de correção pode ser efetuado como segue :

$$C_r(i) = [234,5 + \theta_{eg}(i-1)] / [234,5 + \theta_{en}] \quad (A.6)$$

onde :

$\theta_{eg}(i-1)$ = temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, calculada para o patamar genérico e intervalo de integração de ordem (i-1)

θ_{en} = temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos para condições nominais e temperatura ambiente de 30 °C .

Finalmente :

$$C = C_r * P_{JN} / P_{CN} + (1 - P_{JN} / P_{CN}) / C_r \quad (A.7)$$

onde :

P_{JN} = perdas Joule no cobre, devido à circulação da corrente nominal de carga.

P_{CN} = perdas em carga para condições nominais, que se compõem de duas parcelas, quais sejam, as perdas Joule e as perdas complementares (“stray loss”), que seriam as perdas Foucault induzidas, em partes metálicas, pela corrente de carga.

• Correção da Constante de Tempo do Óleo em Função da Temperatura

Inicialmente, cabe estabelecer que a constante de tempo nominal do óleo se escreve como:

$$T_N = Q * \Delta\theta_{on} / P_T \quad (A.8)$$

onde Q representa a capacidade térmica nominal do equipamento e P_T representa a perda total no transformador, ou seja, é a soma das perdas em carga e as perdas em vazio.

Pode-se denotar então a constante de tempo do óleo, corrigida para uma determinada temperatura, como :

$$T_O = T_N * [\Delta\theta_{of} / \Delta\theta_{on} - \Delta\theta_{oi} / \Delta\theta_{on}] / [(\Delta\theta_{of} / \Delta\theta_{on})^{1/n} - (\Delta\theta_{oi} / \Delta\theta_{on})^{1/n}] \quad (A.9)$$

A.3 - Cálculo da perda de vida instantânea (em um intervalo de integração).

A equação básica, derivada da teoria de Arrhenius, fornece a expectativa de vida útil da isolamento para uma condição operativa de regime contínuo, com a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos estabilizada em θ_c °C.

$$V = EXP [(A + B / T) LN (10)] \quad (A.10)$$

onde, assumindo-se valores numéricos constantes da norma NBR 5416, vem :

V = expectativa de vida útil (horas) ;

EXP = função exponencial de base e;

ln = função logaritmo neperiano;

A = constante (= - 14,133 para transformadores de 55 °C; = - 13,391 para transformadores de 65°C)

B = constante = 6972,15

$$\mathbf{T} = 273 + \left| \theta_e (\text{°C}) \right| \quad (\text{°K})$$

A partir da equação anterior é uma tarefa simples demonstrar que o "consumo" de vida acumulado em %, durante um período de Δt horas de operação, na temperatura θ_e , pode ser expresso por :

$$\mathbf{PV}_{\%} = \mathbf{EXP}[-(\mathbf{A} + \mathbf{B} / \mathbf{T}).\ln 10].100 \Delta t \quad (\text{A.11})$$

A perda de vida acumulada total em um período é obtida por simples somatória dos valores parciais para todos os intervalos em que foi subdividido o período.

A.4 - Obtenção Direta dos Fatores de Sobrecarga de Curta Duração

Tendo em vista que a sobrecarga de curta duração para efeito de planejamento será determinada para um período de meia hora, desconsiderando-se os aspectos relativos a envelhecimento, verifica-se que :

- não há necessidade de cálculo de valores intermediários de temperatura (que seriam vitais para uma consideração precisa do envelhecimento), mas apenas os valores relativos às temperaturas do topo do óleo e ponto mais quente dos enrolamentos no final do intervalo de aplicação de sobrecarga;
- sendo as constantes de tempo dos enrolamentos em relação ao óleo da ordem de poucos minutos (tipicamente 5 minutos), muito antes do final do período de simulação já se teria atingido valores estabilizados, posto que as variações de carga são admitidas discretizadas em período horário.

À vista do exposto, conclui-se pela não necessidade de representação da variação exponencial, no tempo , da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao topo do óleo, obtendo-se a mesma precisão ao se considerar tal variação instantânea.

As equações para reger a estimativa dos limites de carregamento de curta duração, supondo simulações a partir do instante de ocorrência de máxima temperatura anual do óleo e do instante de ocorrência da ponta anual da subestação, conforme discutido no tópico "Procedimentos para a Determinação dos Limites de Carregamento", são apresentadas a seguir, iniciando pela equação que fornece a temperatura do topo do óleo em função do carregamento aplicado.

$$\theta_o = (\Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi}) \left| 1 - K_E \right| + \Delta\theta_{oi} + \theta_a \quad (A12)$$

onde :

$$K_E = \frac{\Delta \text{EXP}(-1/2T_N)}{\dots}$$

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{ON} \left| (f^2R + 1) / (R + 1) \right|^n$$

f = fator de sobrecarga em p.u

R = relação entre perdas em carga e perdas no ferro para condição nominal

- os demais termos já estão definidos no texto.

Para temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, se escreve :

$$\theta_e = \Delta\theta_{ef} + \theta_o \quad (A13)$$

onde :

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} f^{2m}$$

O conjunto de equações deve ser utilizado para, a partir de uma temperatura inicial para o topo do óleo ($\Delta\theta_{oi}$), da temperatura ambiente e das restrições de temperaturas máximas para topo do óleo e enrolamentos, determinar o fator de sobrecarga correspondente. Para tanto, convém remanejar as equações de tal forma a explicitar o fator de sobrecarga como função dos demais parâmetros. Note-se que sempre se pode determinar dois fatores, um correspondendo à limitação de temperatura do topo do óleo e o outro correspondendo à limitação de temperatura máxima nos enrolamentos.

Designando de f_{mo} e f_{me} tais fatores de sobrecarga, advém :

$$f_{mo} = (K_1 (R+1) - 1 / R)^{1/2} \quad (A14)$$

onde :

$$K_1 = [(\Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{oi} K_E) / ((1 - K_E) \Delta\theta_{on})]^{-n}$$

$\Delta\theta_{oi} = (\theta_{oi} - \theta_a)$ =sobrelevação limite para a temperatura do topo do óleo em relação ao ambiente.

θ_{oi} =temperatura máxima admissível para o topo do óleo.

Por sua vez o fator f_{mc} deve ser obtido por solução da equação algébrica :

$$\Delta\theta_{en} f_{me}^{2m} + K_2 (f^2 R + 1)^n + (K_E \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{eL}) = 0$$

onde:

$$K_2 = \Delta\theta_{on} (1 - K_E) / (R + 1)^n$$

$\Delta\theta_{eL} = (\theta_{eL} - \theta_a)$ =sobrelevação limite de temperatura dos enrolamentos em relação ao ambiente.

θ_{eL} = temperatura máxima admissível para o ponto mais quente dos enrolamentos.

No caso mais geral os fatores f_{mo} e f_{mc} resultarão distintos, devendo-se selecionar como limite o mais restritivo dentre os dois (menor valor numérico).

O cálculo delineado deve ser efetuado, no caso de diversidade importante entre os instantes de ocorrência da ponta anual de carga e/ou ponto mais quente do enrolamento, na simulação de condição normal, para ambas condições, definindo um valor de $\Delta\theta_{oi}$ distinto para cada caso.

Como produto final, resultam os fatores f_λ e f_p , referidos no capítulo já citado, permitindo calcular os fatores k_λ e k_p , e, em consequência, permitindo definir o máximo carregamento da subestação de forma a atender a condição de emergência de curta duração sem corte de carga ou infração de limites de temperatura para os equipamentos em operação/planejados.

Observe-se, finalmente, que o equacionamento não leva em conta os fatores de correção para as perdas em carga em função da temperatura, bem como da constante de tempo do óleo, posto que os ensaios com o modelo computacional permitiram concluir que tal consideração é de pouca importância para os resultados.

3 - MAXIMIZAÇÃO DE LIMITES DE CARREGAMENTO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

Nesse capítulo, o objetivo é similar ao do anterior, buscando-se estabelecer uma proposta metodológica consistente que permita definir limites maximizados de carregamento para as Linhas Aéreas de Transmissão, tendo em vista estudos de Planejamento da Operação e da Expansão do Sistema .

Também nesse caso, as propostas contempladas nesse ponto visualizam o suporte ao Planejamento da Expansão, em ausência de restrições financeiras externas. Para a situação de limitação orçamentária severa e no horizonte de curto prazo, o enfoque do problema deve ser distinto e está incluído no escopo do Capítulo 5 .

3.1 - Preâmbulo: Breve Retrospectiva dos Estudos de Aferição de Limites Térmicos de Linhas de Transmissão.

No planejamento de sistemas elétricos, a capacidade de transporte de uma linha de transmissão é um parâmetro extremamente importante por sua influência na concepção da própria rede e no dimensionamento elétrico e mecânico de cada linha individualmente.

Assim, um conhecimento adequado dos limites de transmissão, associados aos diversos tipos de linha possíveis de implementação, é fundamental para a concepção e o dimensionamento de um sistema, de modo a satisfazer todos os condicionantes de natureza técnica e permitir o estabelecimento da solução ótima do ponto de vista econômico.

O limite térmico de uma linha de transmissão estabelece um limite superior para a capacidade de transporte. Este limite resulta função do perfil de carregamento da linha (em termos de corrente nos condutores, em função do período do ano e hora do dia) e de condições climatológicas no meio ambiente onde a LT está inserida (condição de rota).

Em muitos casos, uma linha aérea de transmissão não pode ser carregada até o seu limite térmico, posto que limitações inerentes ao sistema acabam impedindo uma utilização mais intensa das possibilidades térmicas dos condutores, como por exemplo limitações devido à regulação de tensão por falta de adequado suporte reativo e/ou limitações devido ao risco de perda de estabilidade na ocorrência de distúrbios.

As restrições oriundas do sistema não são geralmente decorrentes do projeto da LT em si, mas em geral se devem ao comprimento físico da linha (que agrava problemas de regulação de tensão, estabilidade e sobretensões de manobra), e/ou restrições provenientes da concepção da rede vizinha. Neste caso, os limites de transmissão em si ou a sua alteração para valor mais conveniente, dependem de praticamente todo o sistema e torna-se impossível definir o limite de transmissão de uma LT sem recorrer à análise das características do sistema fronteiro, localização das fontes de geração e de compensação reativa, etc.

Por outro lado, no caso de linhas de transmissão curtas, em geral, a ausência de restrições sistêmicas permite que se explore a capacidade de transmissão até atingir o limite térmico.

A necessidade de utilizar plenamente a capacidade de transporte de uma Linha de Transmissão, implica em se averiguar as condições de temperatura a que poderão ser submetidos os cabos condutores durante a operação da LT, permitindo verificar se as alturas de segurança previstas em normas para diversos tipos de travessia estão sendo mantidas, bem como permitindo determinar a eventual perda de resistência mecânica, que influirá diretamente na vida útil do empreendimento.

A determinação de um valor de corrente que defina um limite térmico para as Linhas de Transmissão tem sido uma constante preocupação das equipes de operação e planejamento, pois se trata de um parâmetro fundamental para permitir uma utilização maximizada e o conseqüente retardo no comissionamento de novos reforços no sistema.

Atualmente as LT's são construídas com base em um valor de temperatura de projeto que foi definido em função de estudos econômicos e da tradição das empresas concessionárias; valor este que se situa, atualmente, na faixa de 50°C a 75°C para as empresas brasileiras. A temperatura de projeto determina a condição de operação em que os cabos condutores se situarão, em alguns pontos da rota, a uma distância mínima permissível do solo ou de obstáculos/edificações, constituindo-se em item primordial para uma operação segura da LT.

Considerando que a variação da altura dos condutores é função da temperatura de operação, conclui-se que os carregamentos admissíveis de uma LT estão correlacionados às temperaturas permitidas aos condutores. No entanto, é importante salientar que não há uma relação direta entre carregamento e temperatura dos cabos, posto que esta temperatura depende fortemente das condições ambientes de temperatura, velocidade do vento e insolação, além das condições de oxidação e da corrente dos próprios cabos.

Adicionalmente, como possível fator de restrições térmicas ao carregamento, é necessário considerar também o efeito da temperatura nas características mecânicas dos cabos, podendo-se afirmar, com o respaldo da literatura da área, que para temperatura acima de 95 °C haverá uma perda gradual de tensão de ruptura dos condutores, originada por um alongamento permanente dos mesmos.

Em geral, a determinação dos limites térmicos de condição normal e de emergência, é procedida admitindo-se determinadas condições ambientais fixas, conservativamente severas, e calculando-se os valores de corrente que levam a temperatura dos cabos aos patamares estabelecidos como máximos para as condições operativas citadas.

A fixação de limites de carregamento pela forma clássica descrita, apresenta uma série de desvantagens, visto que as condições ambientais, que se comportam aleatoriamente no decurso do tempo, exercem grande influência na temperatura final dos cabos.

Assim, se forem estipuladas condições extremamente severas, a capacidade de transporte da LT resultará bastante reduzida, e, se por outro lado, se especificar condições ambientais muito amenas, a capacidade de transporte resultará elevada envolvendo o risco de se ter, durante a operação da LT, os cabos situados muito abaixo da altura de segurança.

É comum, em algumas empresas, limitar o carregamento de condição normal ao chamado "carregamento econômico da LT", que conduz a temperaturas inferiores à temperatura de projeto, e cujo valor tem sido determinado de forma que se considera inadequada, pois:

- i) parte-se de uma temperatura de projeto definida e a partir daí se define o custo de investimento da LT para várias bitolas de condutores;**
- ii) calcula-se o custo de perdas ao longo da vida útil, para um perfil de carga constante e que não pondera a evolução do carregamento ao longo da vida útil da linha;**
- iii) define-se como bitola econômica ("condutor econômico") aquela que tem associado o menor custo de investimento e perdas.**

Em geral, resulta uma bitola para a qual a corrente que conduz à temperatura de projeto, para condições ambientais padronizadas, é bastante superior à chamada "corrente econômica", o que restringe o carregamento de condição normal a um valor de corrente que levaria os condutores à temperaturas inferiores significativamente à temperatura de projeto. O grave deste fato é que a "economia" do condutor pode ser totalmente questionada face às exageradas simplificações de partida.

A rigor, a metodologia para determinação da temperatura de projeto e de bitola econômica deve tratar ambas determinações numa roupagem única, como solução de um único problema global. Posteriormente, no Capítulo referente à padronização de equipamentos e subestações, será detalhada uma proposta metodológica de enfoque probabilístico para solução desse problema. Nestes casos, o limite térmico para condições de emergência é assumido como o valor de corrente que, sob condições ambientes padronizadas, conduz os condutores à temperatura de projeto.

Pode-se concluir que tradicionalmente o limite térmico de linhas de transmissão vem sendo avaliado em bases muito conservativas, o que motiva a busca de novas metodologias e critérios que permitam uma maximização do uso deste importante componente de rede de transmissão, sem afetar, evidentemente, a segurança da operação do sistema.

3.2 - Perspectivas para Otimização do Carregamento de Linhas Aéreas de Transmissão

3.2.1 - Capacidade de Transmissão de Linhas Aéreas - Visão de Planejamento

A otimização técnico/econômica da expansão de um sistema de potência impõe que as linhas de transmissão, em adição ao atendimento de requisitos de natureza técnica (capacidade de transmissão compatível com o nível de carregamento previsto, por exemplo), devam ser dimensionadas de modo a que os custos de transmissão sejam minimizados.

Embora em alguns casos a relação entre custos globais de transmissão (perdas incluídas) e custos de reforços poderia implicar que os reforços na rede deveriam ser propostos, do ponto de vista econômico, sem que se tenha qualquer limitação do ponto de vista de limite térmico de transmissão de qualquer linha, o caso mais comum é aquele em que a necessidade de reforços decorre do esgotamento da capacidade de transporte em alguns corredores.

Este fato enfatiza a conveniência de se buscar critérios/metodologias para aumentar a capacidade de transporte, seja de linhas existentes, seja de linhas planejadas (entendendo-se aqui limitação do ponto de vista térmico exclusivamente, já que limitações impostas pelo sistema tem que ser estudadas em um contexto mais amplo e específico para cada situação em tela).

Quando do dimensionamento de linhas áreas, os aspectos mais importantes a serem ponderados são, sucintamente:

- i) Dimensionamento econômico (minimização dos custos de transmissão).**
- ii) Dimensionamento com respeito a perdas corona, rádio e TV interferência e ruído audível.**
- iii) Dimensionamento com respeito à capacidade de transmissão.**

Os dois primeiros aspectos conduzem a escolha de condutores com bitola geralmente larga, especialmente no caso de LT's de EAT. Nesse último caso, as restrições devido à interferência eletromagnética, particularmente para LT's em zonas urbanas, preponderam e impõem uma bitola mínima (ou "bundle" de subcondutores), independentemente do carregamento previsto para a linha.

Assim, o dimensionamento, visando os dois primeiros aspectos pode direcionar a solução (dependendo do sistema vizinho, nível de tensão da linha, meio ambiente afetado, custo de perdas, etc) para condutores que proporcionem capacidade de transmissão acima daquela necessária do ponto de vista estrito do sistema. Esta situação é geralmente encontrada na rede EAT da ELETROPAULO, por exemplo, que é a maior empresa brasileira de distribuição, mas tem um sistema de transmissão e subtransmissão de vulto atravessando a área urbana da Grande São Paulo .

3.2.2 - Avaliação de Limites Térmicos de Linhas de Transmissão - Análise dos Fatores de Maior Influência.

As perdas Joule de uma linha de transmissão provocam uma elevação da temperatura dos cabos como consequência do fenômeno termodinâmico que rege a dissipação do calor gerado pela perda de potência na resistência dos condutores.

A definição do limite térmico para uma linha aérea consiste na busca da solução de compromisso entre a temperatura aceitável para os condutores (e o consequente carregamento máximo que resulta em função da temperatura limite de transmissão) e o custo das torres, condutores e acessórios compatíveis com uma operação à temperaturas mais elevadas. A escolha da temperatura máxima deve ponderar dois fatores principais:

- i) O tipo de material utilizado, que é determinante para a resistência mecânica e vida útil dos condutores, grampos de suspensão, conexões ("jumpers"), etc. A vida útil irá depender, também, do tempo de exposição dos condutores à altas temperaturas, durante a operação da linha.**
- ii) Otimização técnico/econômica da linha como um todo, para o que um conjunto de "temperaturas ótimas" é selecionado em base à flexas máximas otimizadas e distância máxima entre torres (vãos), sendo obtido um valor "ótimo" para cada bitola. Nesse sentido, qualquer acréscimo na temperatura excedendo este ponto de ótimo, irá significar um acréscimo no custo da linha significativamente superior ao correspondente benefício trazido pelo acréscimo de ampacidade.**

Para o cálculo dos limites térmicos de linhas de transmissão em operação normal e em emergência admite-se à parte da fixação das temperaturas "econômicas" e de projeto, uma temperatura ambiente fixa, com valor no intervalo entre 25° e 40°C, vento de 2,2 km/h (dois pés/sg) e sol do meio dia.

Como o procedimento atual não admite ultrapassagem desses valores e a avaliação de desempenho do sistema baseia-se em muito nos estudos de fluxo de potência para ponta anual de carga (que ocorre geralmente à noite e no inverno), as consequências do excesso de conservadorismo podem chegar a restrições operativas; seleção de bitolas maiores ou ainda ampliações prematuras do sistema.

As perspectivas para permitir obtenção de limites térmicos menos conservativos, baseiam-se na consideração mais realista dos seguintes fatores:

i) Temperatura Ambiente:

Trata-se de uma variável de comportamento estocástico e com variações bastante acentuadas ao longo do dia e do ano, sendo seus valores médios dependentes da Região onde se encontra a linha de transmissão em estudo. A ocorrência de temperaturas ambientes superiores a 35 °C é um evento de probabilidade de ocorrência muito baixa, correspondendo a um valor da ordem de 0,6 % na área geográfica de concessão de algumas das mais importantes empresas brasileiras, para se fixar um exemplo. A probabilidade de temperatura na faixa 35° a 40 °C é ainda menor se a análise estatística se restringir ao horário de ocorrência da ponta do sistema, em torno de 18 a 20 horas.

ii) Velocidade do Vento:

É o fator ambiental de maior influência na determinação de limites térmicos para as linhas de transmissão, possuindo dois graus de aleatoriedade igualmente importantes para o fenômeno termodinâmico de troca de calor e que impacta diretamente a temperatura dos condutores : (i) a velocidade do vento propriamente dita, quando considerada em módulo e que varia desde valores muito reduzidos (ar parado), até valores muito altos (rajadas de vento); (ii) a direção do vento, em relação ao traçado da LT, que é o chamado “ângulo de ataque do vento” . Embora se reconheça a dificuldade de obtenção de curvas de distribuição de probabilidades confiáveis para velocidade do vento, há que se ponderar que o cálculo de limites térmicos tem os resultados bastante sensíveis a este fator e, obviamente, velocidade de vento de 2,2 km/h (ar praticamente parado) é um valor extremamente conservativo; velocidades de ventos superiores a este valor ocorrem em 95 % do tempo.

iii) Insolação (efeito dos raios solares):

Depende do horário e da época do ano e pode, também, ser caracterizada por uma função de distribuição. Independente de qualquer outra consideração, no entanto, claro está que superpor sol a pino com a ponta do sistema (que ocorre à noite) não se justifica.

iv) Taxa de Emergência de Linhas:

Taxas de indisponibilidade irrealistas para as linhas do sistema, influem diretamente sobre o valor esperado da duração acumulada das horas de carregamento de emergência durante a vida útil de uma linha qualquer e isto, por sua vez, pode ser um fator limitante conforme destacado em item seguinte.

v) Corrente de Carga:

A corrente de carga de uma LT se altera durante o funcionamento, apresentando picos intermitentes e de duração limitada, em função do nível de carga (leve, média, pesada) do sistema, distribuição da carga pelas usinas do parque gerador, saídas forçadas de elementos da rede de transmissão, etc.

O problema de decidir se uma capacidade térmica de LT é suficiente consiste, conseqüentemente, na análise da correlação entre as condições ambientais e a previsão de carregamento para a linha durante toda vida útil.

Trata-se de um problema extremamente complexo, que não pode, na prática, ser solucionado para uma linha individualmente. Este fato requer portanto, em planejamento, que se tenha disponível uma modelagem que permita, de forma correta e a mais simples possível, determinar limites térmicos de linha de transmissão.

Nos próximos tópicos se procurará estabelecer propostas metodológicas conceitualmente corretas e que proporcionem uma evolução gradativa no assunto, evoluindo-se de critérios/metodologias de implementação imediata até uma metodologia híbrida determinístico/probabilística que requer uma infraestrutura de dados não disponível no momento a nível das empresas concessionárias do Setor Elétrico .

3.2.3 - Performance Térmica de Linhas Aéreas de Transmissão

As temperaturas limites dos condutores, por efeito de envelhecimento e perda de características mecânicas, podem ser diferenciadas, em função dos condutores usuais no Brasil, em duas grandes classes:

- *Encordados somente com fios de alumínio (ASC)*
- *Encordados com fios de alumínio e alma de aço (ACSR)*

Esta classificação se deve à diferença de tensões mecânicas de ruptura entre cabos ASC e ACSR, parâmetro de fundamental importância na análise do desempenho térmico dos cabos (temperaturas de operação e tempo de solicitação versus degradação das características mecânicas).

Segundo diversas referências, o limite térmico em cabos condutores, quando associado a condições de sobrecarga (independente do impacto no custo de implementação da linha correspondente a esta capacidade) é a máxima temperatura na qual um condutor pode operar, enquanto mantém propriedades de tensão mecânica mínimas, conforme estabelecido pelo fabricante ou usuário.

O efeito do aquecimento do cabo é cumulativo, ou seja, a título de exemplo, um condutor submetido a condições de aquecimento durante 20 horas por ano em 10 anos sofre o mesmo efeito que aquele provocado pelo mesmo aquecimento (temperatura de exposição) de forma contínua por 200 horas.

O conhecimento das máximas temperaturas permissíveis em um condutor, para condições de regime contínuo e de sobrecarga em emergência, é um item de grande relevância para a determinação das capacidades máximas de transporte de linhas de transmissão.

Assim, define-se a **temperatura máxima em regime contínuo** de um condutor àquela temperatura, no limiar da qual o condutor principia sofrer alterações de algumas de suas características mecânicas, tais como redução de tensão mecânica de ruptura e de elasticidade, enquanto que a **temperatura máxima de operação em emergência** pode ser definida como a temperatura à qual condutor pode ficar submetido durante um certo número de horas na vida útil (por exemplo, o número frequentemente citado de 10.000 horas), com perda de, no máximo, 10 % de sua tração de ruptura.

Diversas referências consultadas indicam que a temperatura limite admissível para regime contínuo estaria entre 75° e 90°C, uma vez que há unanimidade de opiniões de que, mesmo para cabos com alma de aço, temperaturas no limiar de 95°C já produzem efeito de recozimento e perda de tração mecânica nos cabos.

Assim, afigura-se conservativo e adequado fixar, deste ponto de vista, a temperatura de projeto de novas linhas de transmissão em 75 °C.

Para operação em contingência, o critério usual de projeto é de que o condutor possa perder até 10 % de tensão mecânica de ruptura, quando submetido a 10.000 horas de operação em contingência durante a vida útil. Exemplificando, o relatório da Aluminum Association "Time x Temperature-Percent Strength Remaining Curves for Aluminum Conductors (Junho 1970)" permite verificar que o alumínio EC-H19 que compõe os cabos ASC, permite uma operação na temperatura de 95°C continuamente por 10.000 horas, para resultar uma perda de tração mecânica de 10 %.

Para cabos ACSR, tendo em vista a presença da alma de aço, que é um material com tensão de ruptura muito superior ao alumínio, a perda de tensão de ruptura para o conjunto alumínio/aço é sempre bastante inferior, para cada temperatura, que aquela que ocorreria para condutores de alumínio.

Entre as referências consultadas, Livingston "Annealing Characteristics of Aluminum Conductors" fornece inclusive uma fórmula empírica para o cálculo da perda de tensão de ruptura de cabos ACSR em função (i) da perda de tensão de ruptura do alumínio para a temperatura considerada; (ii) da relação entre áreas das seções de aço e alumínio do condutor; e (iii) da relação entre tensões de ruptura nominais para aço e alumínio.

A aplicação da fórmula para diversos condutores ACSR usuais nas LT's brasileiras permite verificar que para 10 % de perda de tensão de ruptura dos cabos ACSR, para todas as formações analisadas, a temperatura limite para 10.000 horas de operação na vida útil, resulta igual ou superior a 100 °C. Entretanto para esta faixa de temperaturas, a perda de tração do encordoamento de alumínio é superior, na maioria dos casos, a 15 %.

Considerando que tais resultados foram obtidos com auxílio de formulação empírica, sujeita a variações para mais ou para menos, bem como considerando ainda a incerteza quanto ao comportamento mecânico real do cabo quando a parte de alumínio estiver submetida a temperaturas que provoquem perdas da tensão de ruptura deste material da ordem de 15 a 20 %, afigura-se plausível assumir conservativamente a temperatura limite de contingências no valor de 95 °C para condutores ACSR, posto que assim se

garante que mesmo com 10.000 horas de operação na vida útil a esta temperatura, a redução de tração de ruptura não superará os 10 % admissíveis, facilmente absorvidos pelos coeficientes de segurança de projeto utilizados na concepção da LT.

No desempenho térmico de uma LT há que se considerar ainda o efeito alongação ("Creep"), que é o processo de estiramento não elástico que sofre o condutor quando submetido a esforços mecânicos e/ou elevação de temperatura. Assim, a utilização de condutores em altas temperaturas deve suscitar uma verificação do efeito de alongação, o qual poderá eventualmente vir a ser determinante no cálculo mecânico do condutor, de modo a se prever uma maior flexa no cabo em função deste efeito.

A partir de resultados experimentais, pode-se propor uma função parabólica do tempo para representar a alongação de condutores ensaiados a esforço e temperatura constantes.

Aplicação da fórmula citada permite estabelecer curvas de alongação em função do tempo, das quais se pode depreender que o efeito de alongação para altas temperaturas (100°C) e 10.000 horas de operação é bastante reduzido para cabos ACSR, permitindo com segurança o cálculo convencional de flexa em função da alongação baseada em 18 % da carga nominal, temperatura de 20 °C e 10 anos de operação.

Finalmente, quanto aos materiais utilizados em linhas de transmissão, uma pesquisa da CESP (principal empresa geradora brasileira e detentora de um dos maiores sistemas de transmissão no País) junto aos fabricantes tradicionais permitiu constatar que:

i) Pasta ante-oxidante utilizada em luvas de emenda e conectores:

O ponto de gota destes compostos ocorre para temperaturas na faixa de 120° a 130°C, ficando assim possível a utilização desta pasta sem risco de vazamento através das extremidades das luvas ou conectores, até o limiar de 120 °C.

ii) Graxas para Almas de Cabo ACSR (Córbula C):

O tradicional composto aplicado tem ponto de gota acima de 120°C, estando em desenvolvimento graxas que permitirão temperatura de trabalho de até 180 °C.

iii) Grampo de Suspensão Armado (AGS):

Tendo em vista empregar-se um coxim de neoprene, resultado de ensaios fornecidos pelo fabricante permite verificar que a temperatura a que fica submetido o neoprene é cerca de 50 % da temperatura do condutor para 200 °C, não tendo sido verificada deterioração sensível para temperatura de até 106 °C no neoprene. Para uma temperatura de 100°C no condutor, pode se assumir uma temperatura da ordem de 65 °C no neoprene, o que resulta em ausência completa de danos para temperaturas operativas do condutor até este limiar.

Todos os aspectos analisados neste tópico dizem respeito a limitações devido ao condutor em si. No entanto, para o estabelecimento do limite térmico de uma LT há que se conjugar estes aspectos com a repercussão nos custos que decorre da necessidade de manter, ao longo de toda rota, alturas de segurança mínimas em relação ao solo (variáveis em função do tipo de travessia), aspecto que será vital considerar quando da proposição de um elenco de critérios de planejamento que contemple adequadamente a expansão das redes de transmissão e subtransmissão.

3.3 - Diretrizes para Definição de Limites Térmicos de Linhas Aéreas de Transmissão

Constitui um fato bastante conhecido que os aspectos de segurança e interferência com o meio ambiente em faixas de passagem de novas linhas de transmissão, que devam atravessar regiões densamente povoadas e sejam imprescindíveis para o desenvolvimento do sistema, tem representado imediatos e crescentes problemas para os planejadores.

É também um fato conhecido que o melhor modo de explorar plenamente os corredores ainda viáveis é através do comissionamento de LT's de tensão operativa ainda mais elevada que os atuais EAT, com vistas ao desenvolvimento futuro. Afigura-se aconselhável que as novas linhas de transmissão tenham níveis de tensão expressivamente mais elevados que os atuais de modo a permitir uma máxima utilização do espaço ainda disponível.

No entanto, até que o nível de carregamento torne linhas de muito elevada tensão nominal economicamente viáveis, o melhor planejamento é aquele que prevê uma maximização das linhas que já se encontram em serviço, bem como das linhas que sejam adicionadas ao sistema no presente nível de tensão nominal.

O requerido aumento de carregamento nas linhas existentes só pode ser obtido à custa de um aumento na densidade de corrente dos condutores, enquanto que para as novas linhas se pode recorrer também a um aumento da secção condutora, dimensionando maiores bitolas ou maior número de subcondutores nos feixes. Há que se ponderar, no entanto, que este aumento de secção condutora não é aplicável de uma maneira geral, posto que não é possível na prática direccionar os fluxos, em uma rede malhada, de forma proporcional à secção condutora. Além disso, poderia não se revelar econômico, dado sua eficácia por tempo restrito para propósitos de transmissão, um aumento significativo da secção condutora. Assim, a função de transmissão a mais longo prazo, tende a ser adequadamente preenchida apenas pela introdução dos novos níveis mais altos de tensão.

Cabe portanto ao planejamento tático do sistema prolongar ao máximo a função exercida pelo sistema existente, postergando os pesados investimentos que teriam que ocorrer para possibilitar a elevação do nível de tensão nominal da rede tronco. Fica claro, do exposto, a importância de que se revestem os critérios para definição dos limites de transmissão das linhas existentes e as similares em fase de programação.

3.3.1 - Conceitos Fundamentais

Temperatura de Projeto:

Temperatura que quando aplicada aos condutores de uma linha de transmissão impõe condições de flecha máxima, especificada no projeto, em determinados vãos críticos da rota (mínima distância dos cabos ao solo ou altura de segurança). Este valor de temperatura pode ser mantido continuamente nos cabos condutores sem qualquer restrição, estando garantida a manutenção de características mecânicas adequadas dos condutores e equipamentos associados ao longo de toda a vida útil preconizada para a LT.

Temperatura de Emergência:

Temperatura maior do que a temperatura de projeto, podendo ser mantida durante situações de contingência no sistema elétrico, ocasionando, em consequência, a operação dos cabos a uma altura do solo inferior à altura de segurança admitida para o projeto, bem como, na eventualidade de se atingir temperaturas superiores a 95 °C, uma perda cumulativa de características mecânicas (carga de ruptura).

A temperatura de 150°C é frequentemente referenciada na literatura como a máxima temperatura aceitável nos cabos condutores durante a vida útil da linha de transmissão.

Corrente Normal:

Corrente máxima que, mantida constante sob condições ambientes desfavoráveis e constantes nos locais percorridos pela linha de transmissão, não causa elevação da temperatura dos cabos condutores a níveis superiores ao valor de temperatura de projeto.

Corrente de Emergência:

Corrente máxima que, mantida constante sob condições ambientes desfavoráveis nos locais percorridos pela linha de transmissão, não causa elevação de temperatura dos condutores acima do nível de temperatura de emergência.

Carregamento para Condição Normal:

Corresponde ao carregamento que a LT deve suportar durante longos períodos de funcionamento. O limite de carregamento para condição normal é obtido para a "Corrente Normal" retro definida.

Permite-se então, o carregamento da LT em condições normais até o limite de projeto, o que tradicionalmente não acontecia. De fato, o limite de carregamento para condições normais considerado classicamente se constituía no chamado "carregamento econômico", fator preponderante na definição dos cabos condutores.

Na conjuntura atual, embora as perdas na transmissão ainda se constituam em fator penalizante, a sua influência se faz sentir a mais longo prazo, justificando a opção por solução de retorno imediato, traduzido por uma minimização dos investimentos de curto prazo. Além disso, há que se enfatizar novamente, a metodologia empregada para determinação do "carregamento econômico" baseia-se em simplificações muito fortes, com resultados deixando muito a desejar em termos de representatividade para o sistema.

Carregamento para Condição de Emergência:

Corresponde a um nível de carregamento que a linha deve suportar durante curtos intervalos de tempo, caracterizados pelos tempos de reparo típicos do sistema em consideração. O limite de carregamento para condição de emergência é obtido para a "Corrente de Emergência" já definida.

3.3.2 - Diretriz Básica.

O limite térmico de uma LT sofre influência, conforme já enfatizado, de uma série de fatores, que se pode enquadrar em duas categorias. A primeira engloba os fatores sobre os quais o planejador não tem controle, como por exemplo velocidade do vento, temperatura ambiente, radiação solar e características da superfície do condutor.

A segunda categoria engloba parâmetros de projeto, os quais são determinados pelo planejador. Dentre estes, a temperatura máxima permissível para o condutor e perda de características mecânicas admitida ao longo da vida útil são os principais.

Estes dois últimos fatores são interrelacionados, posto que altas temperaturas do condutor implicam em maior perda de características mecânicas.

Ponderando que se possa fixar o menos conservativamente possível os fatores sob controle, a diretriz básica para definição de limites térmicos de LT's seria:

"Os limites térmicos deverão ser determinados de modo a explorar adequadamente a diversidade entre condições ambientes desfavoráveis e o pico de corrente associado à ponta de carga do sistema. Em linhas de interligação, em que o fluxo máximo pode ocorrer no horário de carga intermediária, deve ser incluída uma verificação para condições ambientes associadas ao horário de carregamento máximo da LT".

3.3.3 - Diretrizes Complementares.

Como diretrizes complementares para fixação de metodologia e critérios de estabelecimento de limites térmicos de LT's, sugere-se:

- i) Para condição de emergência da linha de transmissão, aceitar uma perda controlada das características mecânicas do condutor, o que significa que os condutores da LT possam funcionar durante certo tempo, em sua vida útil, submetidos a temperaturas superiores à temperatura de projeto.

- ii) Garantir que os riscos de descarga correspondentes aos períodos em operação com flechas superiores às de projeto sejam contidos a níveis razoáveis.

- iii) Considerar, na avaliação dos períodos de operação em contingência, taxas de ocorrência de falhas e tempos médios de reparo realmente representativos do sistema em estudo, para evitar superestimar ou subestimar perda de características mecânicas e/ou riscos de descarga.

3.3.4 - Diretriz de Planejamento.

Sempre que nos estudos resultar a necessidade de ampliação do sistema devido ao esgotamento da capacidade de transporte de uma determinada LT, devem ser analisadas alternativas à solução trivial de reforçar a rede, focalizando a possibilidade de aumentar o limite térmico da LT em pauta pela eliminação de vãos críticos. Assim, associado à cuidadosa análise de viabilidade econômica que estará associada ao número de vãos críticos existentes, deve-se analisar:

- raspagem de solo;
- inserção de estruturas intermediárias para alteamento dos condutores em vãos muito extensos e/ou travessias críticas;
- troca de estruturas;
- substituição de cadeias de suspensão por semi-ancoragem.

Em casos em que haja um problema muito crítico de faixa de passagem de uma nova LT, deve ser analisada a viabilidade de recondutoramento da linha existente e que esteja com capacidade de transmissão em vias de superação.

Além disso, deve se constituir em diretriz para planejamento uma padronização de LT's com número não muito elevado de bitolas de condutores, para se auferir os benefícios de menor diversidade de estruturas e acessórios (tanto do ponto de vista de estoque, quanto de projeto) e ainda maior familiaridade das equipes de manutenção com a construção utilizada, ainda que isto possa implicar em alguma ociosidade, em certas rotas menos solicitadas, para as bitolas/feixes padronizados.

3.4 - Critérios e Procedimentos Simplificados para a Obtenção de Limites Térmicos - Enfoque Determinístico.

Apresenta-se a seguir um conjunto de critérios e procedimentos para o cálculo de limites térmicos de linhas de transmissão passível de implementação imediata em qualquer empresa do Setor . Um conjunto de critérios associado a uma metodologia híbrida determinístico / probabilística será enunciado posteriormente, uma vez que sua implementação requer infra-estrutura de dados possivelmente não disponível na maioria das empresas e, em consequência, sua implementação prática seria inviável à curto prazo e, portanto, não prioritária.

Critérios Propostos :

- C1** - As linhas de transmissão deverão ser dimensionadas mecânicamente para uma temperatura de projeto de 75°C. Para tanto deverão se respeitadas as alturas de segurança previstas para Condição Normal de Operação, como por exemplo os valores previstos na NBR 12.
- C2** - As linhas de transmissão deverão ser dimensionadas para uma temperatura máxima operativa em condição de emergência, de 95 °C. Nessas condições, não deverão ser infringidas as alturas de segurança previstas para condição de emergência, como por exemplo os valores previstos na NBR 12 para "Condição de Emergência". Deve ser verificado se para os tempos de reparo e frequência de ocorrência típicos de emergência de LT na área de interesse, a duração dos períodos em que a temperatura esteja acima da temperatura de projeto não ultrapasse 5 % do tempo anual de operação da linha e o tempo total de operação em contingência, durante a vida útil, não ultrapasse 10.000 horas. Condições ambientais típicas para tradução de valores de temperatura máxima nos cabos para ampacidade são indicados nos **Procedimentos** a seguir.
- C3** - As linhas de transmissão existentes e que sejam importantes para a expansão do sistema deverão sofrer análise criteriosa no sentido de se promover sua adaptação à temperatura de projeto 75 °C, via eliminação de vãos críticos. Nos casos em que esta adaptação não for viável ou enquanto a obra não esteja concluída, na hipótese de se programar a referida adaptação, dever-se-á promover uma avaliação de quais os vãos críticos e determinar-se as máximas temperaturas admissíveis no condutor para que as alturas de segurança especificadas em Norma, para condição normal e emergência, sejam respeitadas. De posse dos valores de temperatura de projeto e de emergência, os limites de carregamento para condição normal e de emergência deverão ser determinados conforme **Procedimentos** que se seguem .
- C4** - As condições ambientais para os cálculos de ampacidade de linhas de transmissão devem ser definidas para cada caso específico, contemplando adequadamente o horário em que ocorre o pico de carregamento da LT em questão, visto que se verificam diferenças substanciais entre os perfis de curva de carga de regiões distintas, em função da tipicidade da carga atendida.

Comentários:

Note-se que, apesar de se admitir um maior abaixamento dos cabos em situação de emergência, relativamente aos abaixamentos máximos permitidos para condição normal de operação, uma certa dose de conservadorismo está assegurada de vez que para ocorrer a situação de referência, para efeito de estudo, deveriam se superpor os seguintes eventos:

- *Emergência no sistema*
- *Temperatura ambiente elevada*
- *Vento de reduzida intensidade*
- *Condição de carregamento elevado na LT (horário de ponta da curva de carga da LT).*
- *Objetos com as alturas estabelecidas passando ou estacionados sob a LT, no ponto mais baixo dos condutores.*

Evidentemente, a probabilidade conjunta desses eventos pode ser considerada extremamente reduzida. Com intuito de preservar a integridade dos cabos e emendas, mantendo-se a expectativa de vida útil, a máxima temperatura admissível dos condutores foi fixada em 95 °C.

Tal limitação visualiza preservar as características mecânicas da LT, admitindo-se tacitamente que o número total de horas de operação no patamar limite de temperatura não excederá 10.000 horas durante toda vida útil do empreendimento (30 anos, por hipótese). No caso mais desfavorável, pode-se esperar uma perda acumulada de 10 % da tração de ruptura dos condutores, que ainda assim permitiria a utilização plena da capacidade de transporte da LT.

Como comentário final, convém enfatizar que hoje é entendimento de diversos especialistas brasileiros em Linhas de Transmissão, que os valores de altura de segurança da NBR 12 devem ser revistos criteriosamente, pois a definição dos atuais valores não contemplou apropriadamente a análise dos riscos de descarga associados.

Procedimentos:

P1 - Os limites térmicos para condição normal e de emergência, no horário de ponta de carga do sistema, deverão ser avaliados para:

- . **Temperatura Ambiente:** Inverno, média das máximas, assumindo-se um valor que seja representativo para a área de interesse.
- . **Velocidade do Vento:** 0,61 m/s
- . **Radiação Solar:** nula (período noturno)
- . **Coefficiente de Absorção dos Cabos:** 0,90
- . **Coefficiente de Emissividade dos Cabos:** 0,70

P2 - Para o horário de carga intermediária do sistema (linhas de interligação) os limites térmicos devem contemplar as seguintes condições:

- . **Temperatura Ambiente:** Verão, média das máximas, assumindo-se um valor representativo para a área de interesse.

- . **Velocidade do Vento:** 0,61 m/s
- . **Radiação Solar:** 1000 W/m²
- . **Azimute da linha**
- . **Latitude de Linha**
- . **Altitude de Linha :** valor representativo para área de interesse
- . **Coefficiente de Absorção dos Cabos:** 0,90
- . **Coefficiente de Emissividade dos Cabos:** 0,70

P3 - Caso o perfil topográfico do trajeto seja disponível (linha em operação ou em fase de projeto) os limites de carregamento deverão ser aferidos para todos os vãos críticos da linha. Não existindo informações suficientes para o cálculo do abaixamento em cada vão da linha, deve ser considerado o abaixamento do vértice da catenária de um vão típico em terreno plano, entre suportes de mesma altura.

Definidos os parâmetros básicos de simulação, deve-se recorrer a um Modelo de Cálculo de Ampacidade de LT's do tipo tradicional, montado a partir do equacionamento clássico descrito em Apêndice a este Capítulo .

3.5 - Cálculo de Limites Térmicos de Linhas de Transmissão - Sugestões para uma Abordagem Híbrida Determinístico/Probabilística

3.5.1 - Aspectos Gerais

A fixação de limites térmicos para determinada linha de transmissão, caracterizados pela condição operativa normal ou de emergência, apresenta limitações importantes quanto à sua real representatividade, já que diversos fatores, que exercem grande influência nos patamares de temperatura que possam ser alcançados durante o processo de aquecimento, são de natureza aleatória e tem uma gama muito ampla de variação.

Este fato introduz restrições significativas quanto à representatividade dos valores calculados por abordagem determinística do problema, pois se forem fixadas condições ambientes muito severas corre-se o risco de limitar exageradamente as possibilidades de carregamento e, por outro lado, se forem fixadas condições ambientes muito favoráveis (vento moderado, temperatura amena, pouco sol, etc) o risco que se incorre é de vir a operar a linha, na prática, com alturas significativamente inferiores às alturas de segurança mínimas aceitáveis.

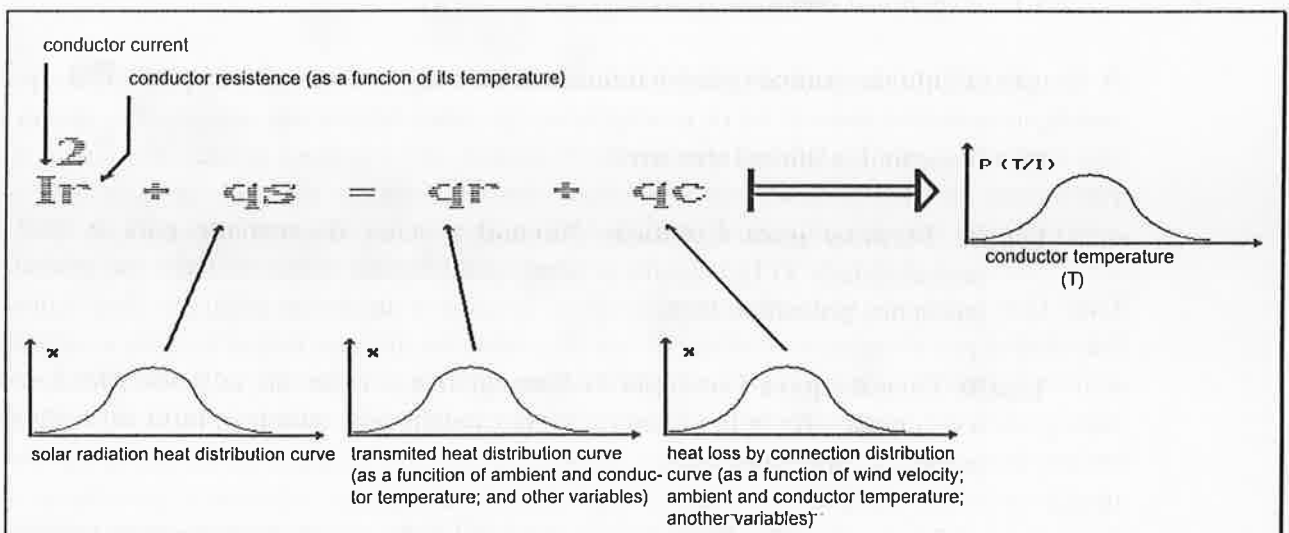
Nas diretrizes propostas no item anterior, assumiu-se, propositadamente, uma postura prudentemente conservativa, que traz associado o ônus de restringir os limites térmicos que poderiam ser alcançados.

Visando reduzir os referidos inconvenientes, propõe-se, no que se segue, uma filosofia de modelagem híbrida (determinístico/probabilística), que pode permitir obter limites mais flexíveis para o planejamento, mas ainda revestidos do coeficiente de segurança necessário.

3.5.2 - Proposta Metodológica

A metodologia proposta apoia-se na execução sequencial dos seguintes procedimentos:

- P1 - Fixar uma probabilidade aceitável de temperaturas superiores à temperatura de projeto (valor recomendado de 75 °C).
- P2 - Fixar probabilidade aceitável de temperaturas superiores ao patamar da temperatura de emergência (valor recomendado de 95 °C).
- P3 - Obter função de distribuição de probabilidade das correntes nos cabos. No caso do enfoque híbrido, este passo poderia ser executado de forma simplificada, conforme indicado posteriormente.
- P4 - Obter a função de distribuição probabilidades das temperaturas nos cabos, para um valor fixo de corrente, compondo as distribuições de temperaturas, velocidades do vento e efeitos de raios solares, os quais devem ser obtidos pelo tratamento estatístico de dados registrados por estações meteorológicas da região de interesse. Desse modo, partindo-se da equação que rege o equilíbrio térmico, ou seja, o montante das perdas joule mais o calor recebido dos raios solares sendo igual ao calor irradiado pelo cabo condutor mais a troca de calor por convecção com o meio ambiente, pode-se determinar a distribuição das temperaturas no cabo condutor, conforme ilustra esquematicamente a figura 3.1 a seguir.



Fonte : [Ramos, D.S.; Morozowski Fº, M.; Schilling, M.Th.; 1994]

Figura 3.1 : Obtenção da Curva de Distribuição de Probabilidades da Temperatura do Condutor

As fórmulas para os cálculos necessários encontram-se sumarizados em Apêndice a este Capítulo. Uma vez obtida a distribuição das temperaturas no cabo condutor para **um dado valor de corrente especificado - que pode corresponder à condição normal ou de emergência**- procede-se ao cálculo do risco da temperatura do critério ser excedida, considerando-se a equação:

$$\boxed{P(T) = P(I) \cdot P(T/I)}$$

(3.1)

onde:

T = temperatura dos cabos condutores (°C).

P(T) = probabilidade de que a temperatura dos condutores seja maior ou igual a T°C.

P(I) = probabilidade de ocorrência de um certo valor de corrente.

P(T/I) = probabilidade de que a temperatura dos condutores supere T (° C), dado a ocorrência de um certo valor de corrente

P5 - Varre valores de corrente, na faixa considerada provável calculando, para cada valor de corrente assumido, as probabilidades P (Tp) e P (Te), onde:

P (Tp) = probabilidade de ser excedida a temperatura de projeto .

P (Te) = probabilidade de ser excedida a temperatura limite referencial para condição de emergência.

(O cálculo das probabilidades referenciadas exige a execução do passo P4)

P6 - Fixação dos limites térmicos:

Limite Térmico para Condição Normal = valor de corrente para o qual a probabilidade P(Tp) iguala o nível estabelecido como critério no primeiro passo dos procedimentos.

Limite Térmico para Condição de Emergência = valor de corrente para a qual a probabilidade P(Te) iguala o nível estabelecido como critério no segundo passo dos procedimentos.

Deve-se verificar, além das restrições de probabilidade, se as temperaturas máximas obtidas nas distribuições não ultrapassam um determinado valor máximo, que pode ser, por exemplo:

$$T_{\text{máx}} \leq 125^{\circ} \text{ C}$$

(3.2)

onde 125 °C é a máxima temperatura de emergência que um condutor ACSR pode suportar durante 30 horas acumuladas durante a vida útil, com perda inferior a 5 % de suas características mecânicas originais.

3.5.3 - Comentários Adicionais

i) A abordagem híbrida proposta consiste na simplificação da execução do terceiro procedimento, que visaria estabelecer a função de densidade de probabilidade para a corrente nos condutores. Assim, no enfoque sugerido, a curva de densidade de probabilidade para as correntes seria obtida por procedimento simplificado, considerando que :

- . A Probabilidade de um certo valor de corrente para operação em condição normal seja função somente do tempo esperado de operação da LT em condição normal (relação entre tempo esperado em condição normal na vida útil e o tempo de vida útil).
- . A Probabilidade de um certo valor de corrente para condição de emergência seja função somente do tempo esperado para operação em contingência que, por sua vez, é função da frequência de contingências que provocam carregamento elevado na linha em questão e o tempo médio de reparo dessas contingências.

Implicitamente, se está assumindo, a título de simplificação metodológica, que a operação em condição normal, quando ocorrer, terá a LT carregada constantemente no seu limite de condição normal e, analogamente, para o caso da operação em contingência. Esta hipótese simplificativa é que garante a convergência dos procedimentos **P5** e **P6** como propostos, pois a probabilidade de ocorrência de um certo valor de corrente em condição normal (e de emergência) passa a ser uma constante no processo de varredura de valores de corrente em uma faixa pré-estabelecida.

Se fosse disponível uma curva de densidade de probabilidade para as correntes nos condutores, a solução pelos procedimentos propostos não seria única pois poderiam existir vários valores de corrente que permitissem alcançar o patamar de temperatura fixado, com a probabilidade estabelecida como critério (em outras palavras, um certo valor de temperatura e sua probabilidade de ser excedido, poderia ser alcançado via correntes menores e elevadas probabilidades de ocorrência associadas com reduzidas probabilidades de ser excedido o patamar de temperatura dado a ocorrência da corrente em pauta; ou ser alcançado com maiores correntes e reduzidas probabilidades de ocorrência, associadas com elevadas probabilidades de ser excedido o patamar de temperatura dado a ocorrência da corrente em pauta).

- ii) A consideração de distribuições de probabilidade para as correntes impõe uma abordagem por enfoque genuinamente probabilístico, impondo a necessidade de simulações digitais utilizando um modelo de Fluxo de Potência Estocástico, ou então um Modelo de Confiabilidade Global dotado do recurso de construir as curvas de densidade/distribuição de probabilidade da corrente nos elementos da malha de transmissão [Ramos, D.S. ; 1988] .
- iii) Para verificar se o valor de probabilidade de se exceder a temperatura de emergência é aceitável, do ponto de vista de segurança ou de redução de vida útil dos condutores, ou ainda para definir este valor de probabilidade via um processo iterativo, sugere-se a execução dos procedimentos descritos nos tópicos que se seguem .

3.5.4 - Verificação Probabilística da Altura de Segurança ao Solo:

A verificação dos riscos de descarga para sobretensões de manobra e máxima tensão operativa é realizada dentro do conceito de “gap variável” , posto que os “clearances” ao longo da linha, para os diversos tipos de travessia, são variáveis com a temperatura do condutor que, por sua vez, varia em função da corrente e das condições ambientais .

O equacionamento completo pode ser encontrado na Norma IEC nº 11 (vide Referências) e está também discutido em [Bianchi Jr , A. ; 1991] . O equacionamento resumido que se segue representa uma variante em relação àquele adotado na última referência, ressaltando-se que os conceitos envolvidos são fundamentalmente os mesmos.

O "Clearance" ao solo deve ser analisado sob o ponto de vista das sobretensões de manobra e da tensão máxima operativa, levando-se em conta:

- Temperatura média anual do cabo condutor ou, em consequência, a flecha média anual do cabo condutor;
- Temperatura média máxima anual do cabo condutor ou, em consequência, a flecha média máxima anual do cabo condutor.

Os limites de "Clearance" para sobretensões de manobra e tensão operativa são:

• **Surto de Manobra:**

$$\text{Clearance} \geq H + H (\text{SM}) + H (\text{F})$$

(3.3)

onde :

H = fator geométrico que leva em conta os erros de avaliação do perfil do terreno e da flecha do cabo condutor.

$H(SM)$ = comprimento do gap que conduz ao valor de suportabilidade estatística para uma Sobretensão de Manobra.

$H(F)$ = altura de um objeto fixo sob a linha de transmissão (sugestão: 3,0m)

• **Tensão Operativa:**

$$\text{Clearance} \geq H + H(V) + H(FO)$$

(3.4)

onde :

H = fator geométrico que leva em conta os erros de avaliação do perfil do terreno e da flecha do cabo condutor.

$H(V)$ = comprimento do gap que conduz a suportabilidade esperada para a tensão máxima operativa V .

$H(FO)$ = altura de um objeto fixo ou móvel sob a linha de transmissão (sugestão 4,5m). O "clearance" deve ser verificado em condições de flecha média máxima anual do cabo condutor. Caso esse "clearance" tenha que ser verificado em condições de flecha média anual do cabo condutor, deve-se acrescentar ao valor do clearance a parcela $3,83 \cdot \sigma_H$, onde σ_H é o desvio padrão do clearance ao solo.

A obtenção do valor H , conforme o seu significado - "fator geométrico que leva em conta os erros de avaliação do perfil do terreno e da flecha", consiste na consideração de três parcelas:

- δC : constante de erro
- δP : erro de avaliação do perfil do terreno
- δS : erro de avaliação da flecha

$$\delta H = \delta C + (\delta P^2 + \delta S^2)^{1/2}$$

(3.5)

Para efeito de análise preliminar do clearance probabilístico, o valor de δH deve ser avaliado a partir dos dados:

- δC = constante de erro
- erro na avaliação do vão entre torres (δa)
- ponto do perfil com clearance mínimo (P)
- erro na avaliação da elevação angular do terreno (δe)

- erro na avaliação da inclinação do vão (δi)
- erro na avaliação da variação da temperatura ($\delta \theta$)
- erro na avaliação da variação da temperatura equivalente ($\delta \theta e$)
- coeficiente de dilatação linear do cabo
- vão entre torres (a)
- relação entre vão e diferença de cotas das torres (i)

Quanto à obtenção dos valores H(SM) e H(V), respectivamente comprimento necessário do gap para sobretensão de manobra e comprimento necessário do gap para tensão máxima operativa, já definidos anteriormente, o procedimento adotado deve ser probabilístico, sugerindo-se adotar como critério de verificação o limite de risco aceitável para descarga sobre objetos sob a LT previsto nas Normas IEC, que é de 10^{-4} p.u., seja para tensão máxima operativa, seja para surtos de manobra.

Resumidamente, o risco de descarga pode ser calculado estimando a média de uma distribuição, assumida Normal, para a tensão suportável pelo gap V50% (suportabilidade do gap), pela fórmula:

$$V_{50\%} = \frac{K.3450}{(1 + 8/d)} \quad (\text{kV}) \quad (3.6)$$

onde:

$V_{50\%}$ = valor de tensão com probabilidade de 50 % de que não haja descarga.

d = distância do gap (m)

k = fator do gap (obtido de tabelas construídas com base a resultados experimentais).

Em seguida, procede-se uma correção da tensão $V_{50\%}$ calculada, para levar em conta as condições climatológicas reais:

$$V_{50\%}^c = V_{50\%} \left(\frac{\text{RAD}}{H} \right)^n \quad (3.7)$$

onde:

$V_{50\%}^c$ = tensão em condições normalizadas

RAD = densidade relativa do ar

H = fator de correção devido à umidade relativa

n = expoente que depende do comprimento do gap

$$\text{RAD} = 0.39217 \frac{B}{(273 + T)} \quad (3.8)$$

onde:

B = pressão em milímetros de mercúrio

T = temperatura ambiente em °C

Assumindo que a distribuição de probabilidade das solicitações (sobretensões de manobra ou tensão operativa) sejam conhecidas (valor médio e desvio padrão) e assumindo variáveis aleatórias Gaussianas também para as solicitações, calcula-se o risco de descarga por integração numérica da área hachuriada da figura 3.2 a seguir ($\mu_S = V_{50\%}$ da distribuição da Solicitação):

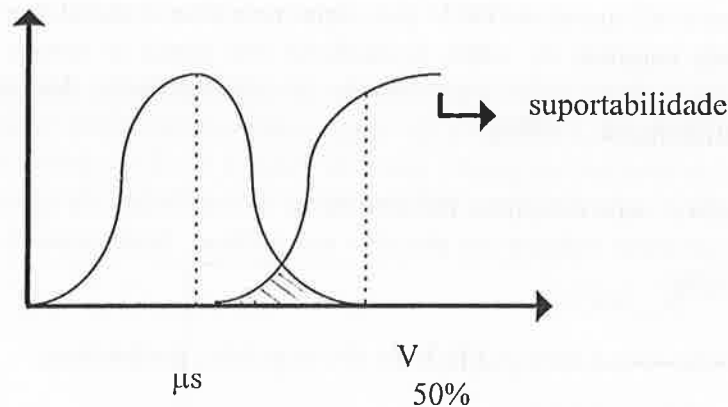


Figura 3.2 : Risco de Descarga

Para verificar a adequacidade do "clearance" mínimo obtido, deve-se calcular as alturas de segurança médias em condição de emergência, para o que se exige:

- Determinação, para as restrições de probabilidade assumidas e limites térmicos decorrentes, da distribuição de probabilidades da temperatura dos condutores em condição de emergência.
- Cálculo da distribuição de probabilidades da variável dependente "altura de segurança", em função da distribuição das temperaturas, e determinação do valor médio.
- Comparar o resultado "clearance médio" agora obtido com o "clearance mínimo" obtido anteriormente. O resultado será considerado satisfatório se o valor médio for maior que o mínimo necessário.
(Se a intenção for otimizar as restrições de probabilidade inicialmente arbitradas, deve-se proceder um processo iterativo a partir desse ponto, reformulando as restrições com o subsídio do resultado encontrado e retornando à determinação dos limites térmicos).

- iv) Para verificar se o valor de probabilidade de ultrapassagem da temperatura de projeto é aceitável, do ponto de vista de preservação de características mecânicas, ou para otimizar este valor de probabilidade via um processo iterativo, sugere-se os procedimentos discretizados no próximo tópico .

3.5.5 - Verificação Probabilística da Deterioração de Características Mecânicas:

Esta verificação é na realidade uma verificação das conseqüências das solicitações mecânicas ao cabo condutor, por sobre-aquecimento do mesmo. Procura-se evitar que esse sobre-aquecimento provoque reduções inaceitáveis no valor de carga de ruptura original do cabo, levando-se em conta o tempo total acumulado de exposição desse sobre-aquecimento ao cabo condutor, durante a vida útil da linha [Bianchi Jr., A. ; 1991].

Os sobre- aquecimentos referem-se às emergências de circuitos que provoquem carregamento intenso no circuito em análise, bem como à condição normal de operação.

A verificação é feita partindo-se dos seguintes parâmetros:

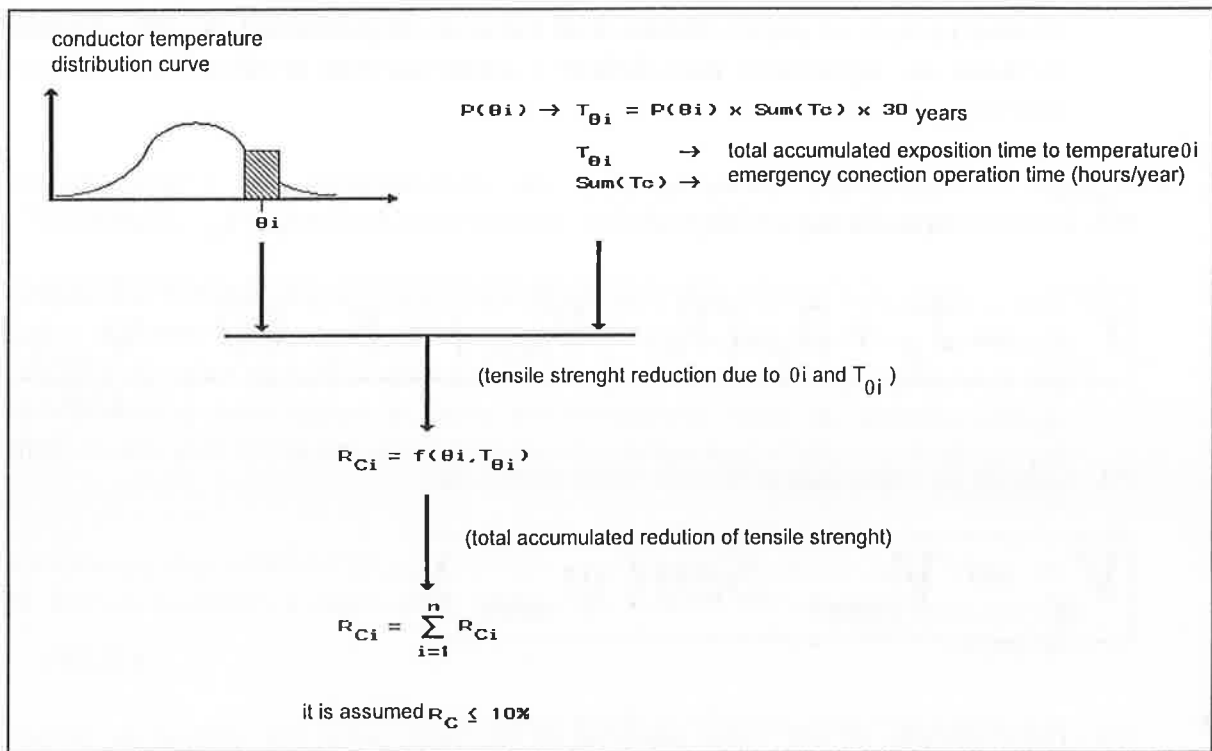
- . Taxa de ocorrência de emergências (por ano) e tempos médios de reparo por classe de duração.
- . Vida útil da linha, 30 anos.

Além disso, é fundamental dispor-se da distribuição de probabilidades das temperaturas do condutor, levando em conta a condição normal e a operação em condição de emergência.

Note-se que esta distribuição pode ser obtida a partir das distribuições de temperatura para condição normal e para condição de emergência, por aplicação do Teorema de Bayes.

Sugere-se assumir, por simplicidade, na determinação das referidas distribuições, que as correntes normal e de emergência são constantes e iguais, respectivamente, ao limite térmico para condição normal e limite térmico para condição de emergência, durante todo período de operação em cada uma dessas condições; dispensando a determinação da função densidade de probabilidade da variável "corrente nos condutores".

De posse dos parâmetros e da distribuição de probabilidade relacionados, passa-se ao cálculo da redução acumulada total da carga de ruptura original dos cabos condutores, através dos procedimentos ilustrados esquematicamente a seguir, na Figura 3.3 .



Fonte : [Ramos, D.S.; Morozowski Fº, M.; Schilling, M.Th.; 1994]

Figura 3.3 : Cálculo da Redução Acumulada da Carga de Ruptura dos Condutores

3.5.6 - Aspectos Computacionais

3.5.6.1 - Algoritmo de Simulação

Uma vez consistida e validada uma Base de Dados Meteorológicos para a Região de interesse para o estudo em desenvolvimento, procede-se a um tratamento estatístico das informações disponíveis e à construção das funções de distribuição de probabilidade de cada variável aleatória a ser convoluída no processo de determinação das funções de densidade e de distribuição de probabilidades da temperatura dos condutores .

P1- Determinação de um valor amostral da velocidade do vento, por sorteio de número aleatório de distribuição uniforme no intervalo [0, 1], e uso da função de distribuição de probabilidade dessa variável, montada em patamares, para definir o valor da velocidade do vento amostrado (V_v) .

P2 - Determinação de um valor amostral do ângulo de ataque do vento em relação à linha de transmissão, por sorteio de número aleatório de distribuição uniforme no intervalo [0, 1], e uso da função de distribuição de probabilidade dessa variável, montada em patamares, para definir o valor do ângulo de ataque do vento amostrado (ψ_v).

P3 - Determinação da variável dependente “Temperatura Ambiente - T_a , através de :

$$T_{asort} = \bar{T}_a + \beta_v \cdot (\bar{V}_v - V_{vsort}) + \beta_\psi \cdot (\bar{\psi} - \psi_{sort}) \quad (3.9)$$

P4 - Cálculo da velocidade efetiva do vento através de :

$$V_{ef} = V_{vsort} \cdot \text{Sen}(\psi_{sort}) \quad (3.10)$$

P5 - Determinação de um valor amostral da irradiação solar, por sorteio de número aleatório de distribuição uniforme no intervalo [0, 1], e uso da função de distribuição de probabilidade dessa variável, montada em patamares, para definir o valor de irradiação solar amostrado (q_s).

P6 - Cálculo da Temperatura dos condutores por solução iterativa da equação de balanço térmico da LT.

P7 - Acumular o valor obtido de Temperatura do condutor em vetor de ocorrências, discretizado em patamares de amplitude definida pelo usuário.

P8 - Repetir os passos P1 a P7 um número suficiente de vezes para garantir representatividade estatística (alguns milhares de ensaios).

P9 - Montar as funções de densidade e de distribuição de probabilidades da Temperatura dos Condutores.

A título de exemplo, a Figura 3.4 que se segue apresenta algumas distribuições de temperatura dos condutores de uma Linha de Transmissão, obtidas para diferentes solicitações de corrente de carga e mesmas solicitações ambientais.

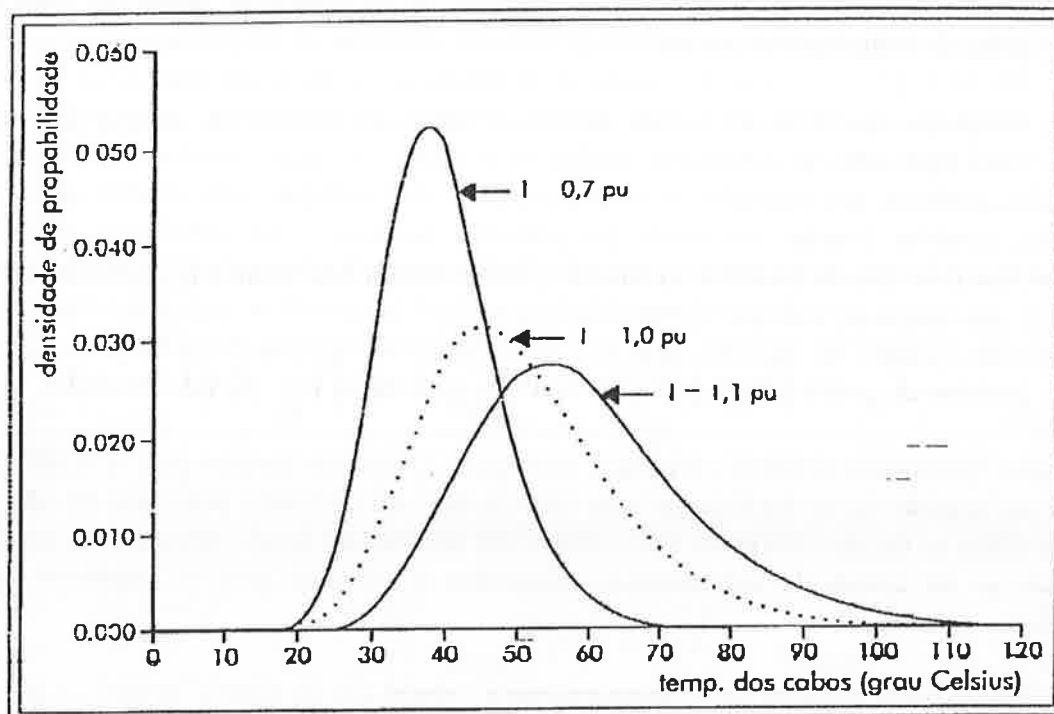


Figura 3.4 : Distribuição de Temperaturas nos Cabos Condutor de uma Linha de Transmissão em Função da Corrente

3.5.6.2 - Consideração das Correlações entre Variáveis de Entrada

No caso específico da ampacidade, a literatura [Menezes, A. A.; et alli; 1987] tem mostrado que existem correlações estatísticas entre as variáveis ambientais envolvidas no fenômeno. Estas correlações podem ser razoavelmente representadas através de modelo de "correlação linear". Entretanto, algumas destas correlações podem ser desprezadas, dado o reduzido grau de influência mútuo, ou mesmo o modo como as variáveis a serem correlacionadas são obtidas.

Exemplificando, considere-se o caso da velocidade do vento e da irradiação solar em que, no Brasil, a velocidade do vento é obtida diretamente de leituras efetuadas em estações meteorológicas localizadas em aeroportos, sendo a variável ambiental de maior importância; a irradiação solar é obtida de forma indireta, pelas mesmas estações meteorológicas onde, através do encobrimento de nuvens do céu, é efetuada a equivalência com a irradiação incidente ao nível do solo.

Neste caso, existe uma grande possibilidade de, ao se incluir um modelo que correlacione as duas variáveis em questão, incorrer-se em erros maiores do que aqueles que se poderia ter sem considerar correlação alguma.

Por outro lado, verifica-se [Menezes, A. A.; et alli; 1987] que a inclusão da correlação linear insere no modelamento do fenômeno um caráter de dependência estatística, que realmente ocorre entre as variáveis aleatórias envolvidas. Uma correlação muito

importante é aquela que associa as ocorrências da temperatura ambiente com as ocorrências de velocidade do vento.

Outra correlação que deve ser levada em conta é aquela entre a "curva de carregamento diário" ou seja, entre os patamares médios da corrente de carga, levados em conta por períodos horários, por exemplo, com os patamares de irradiação solar médios ao longo do dia, também levados em conta por períodos horários. Tal correlação se torna importante pelo fato de procurar evitar ocorrências estatísticas mutuamente excludentes, que é o que ocorre no enfoque determinístico, no qual se considera correntes associadas à demanda máxima do Sistema, que geralmente ocorrem no final da tarde, princípio da noite, juntamente com a irradiação solar máxima, que ocorre por volta do meio-dia.

O termo "patamares médios", utilizado tanto para a corrente quanto para a irradiação solar no sentido de se estabelecer uma correlação, foi utilizado pelo fato de não se poder obter ao mesmo tempo os dois valores em um mesmo local. Isto se deve ao fato de não se ter canais de comunicação adequados e voltados para os objetivos aqui expostos.

Desta forma, uma maneira de se levar em conta, ainda que de forma "média", a mútua exclusão entre os valores de corrente de carga e da irradiação solar é, conforme aqui descrito, correlacionando essas variáveis.

O coeficiente de correlação para este caso assume um valor negativo, cortando os eixos de cada variável próximo aos respectivos valores máximos, o que, de certa forma, é de se esperar.

As variáveis aleatórias velocidade do vento (V_v) e temperatura ambiente (T_a) são modeladas de tal forma a ser obtidas simultaneamente (uma estação meteorológica pode fornecer estes dados desta forma) e sobre as mesmas avalia-se a existência de correlação linear.

Em um cálculo de correlação linear simples existem duas variáveis, sendo uma independente e outra dependente, a qual, dado que se determine o coeficiente de correlação linear entre ambas, será função da primeira.

No caso em questão, para efetuar a correta representação da correlação entre a temperatura ambiente e a velocidade do vento, levou-se em consideração não simplesmente a velocidade do vento medida, por exemplo, por anemômetro, mas sua velocidade efetiva que, ao se decompor o vetor velocidade do vento em duas componentes, uma incidindo paralelamente ao condutor e outra incidindo perpendicularmente, é aquela que incide de forma perpendicular, ou seja, é a velocidade do vento corrigida por um fator que considera a sua direção ou, mais especificamente, que considera o ângulo entre o vetor velocidade e o eixo da linha (ângulo de ataque").

Desta forma, para manter coerência com o modelo correlacionado, o coeficiente possui duas variáveis independentes : a velocidade medida do vento (V_v) e o respectivo ângulo em relação ao condutor (ψ). Assim, os coeficientes de correlação entre a variável dependente temperatura ambiente (T_a) e as variáveis independentes velocidade do vento (V_v) e ângulo de ataque (ψ) são dados pelas seguintes equações :

$$\beta_v = \frac{S_{TV} \cdot S_{\psi\psi} - S_{\psi v} \cdot S_{T\psi}}{S_{VV} \cdot S_{\psi\psi} - S_{\psi v}^2}$$

(3.11)

$$\beta_\psi = \frac{S_{\psi v} \cdot S_{TV} - S_{T\psi} \cdot S_{VV}}{S_{VV} \cdot S_{\psi\psi} - S_{\psi v}^2}$$

sendo :

$$S_{TV} = \sum_{i=1}^n [(Ta_i - \bar{Ta}) \cdot (Vv_i - \bar{Vv})]$$

$$S_{\psi\psi} = \sum_{i=1}^n (\psi_i - \bar{\psi})^2$$

$$S_{T\psi} = \sum_{i=1}^n [(Ta_i - \bar{Ta}) \cdot (\psi_i - \bar{\psi})]$$

$$S_{\psi v} = \sum_{i=1}^n [(Vv_i - \bar{Vv}) \cdot (\psi_i - \bar{\psi})]$$

$$S_{VV} = \sum_{i=1}^n (Vv_i - \bar{Vv})^2$$

$$\bar{Ta} = (1/n) \cdot \sum_{i=1}^n Ta_i$$

$$\bar{Vv} = (1/n) \cdot \sum_{i=1}^n Vv_i$$

$$\bar{\psi} = (1 / n) \cdot \sum_{i=1}^n \psi_i$$

onde :

V_{v_i} = i-ésima leitura de velocidade do vento (km/h)

ψ_i = i-ésima leitura de ângulo do vento em relação ao eixo da linha (°)

Ta_i = i-ésima leitura de temperatura ambiente (°C)

N = número de leituras;

\bar{V}_v = valor médio da velocidade do vento (km/h)

$\bar{\psi}$ = valor médio do ângulo de ataque do vento (°)

\bar{Ta} = valor médio da temperatura ambiente (°C)

β_v = coeficiente de correlação relativo à variável aleatória velocidade do vento (°C . h/km)

β_ψ = coeficiente de correlação relativo à variável aleatória ângulo de ataque do vento (°C . °)

Quando da ocorrência do processo de simulação somente serão sorteadas as variáveis independentes. As dependentes, no caso de se ter duas variáveis independentes, a cada sorteio são obtidas segundo a equação a seguir :

$$\mathbf{Y} = \bar{\mathbf{Y}} + \beta_x \cdot (\mathbf{X} - \bar{\mathbf{X}}) + \beta_z \cdot (\mathbf{Z} - \bar{\mathbf{Z}}) \quad (3.12)$$

Onde :

Y = variável dependente;

$\bar{\mathbf{Y}}$ = valor médio da variável dependente;

X , Z = variáveis independentes

$\bar{\mathbf{X}}, \bar{\mathbf{Z}}$ = valores médios das variáveis independentes;

β_x, β_z = coeficientes de correlação linear.

APÊNDICE : DESCRIÇÃO MATEMÁTICA FORMAL DO FENÔMENO DE AQUECIMENTO DOS CONDUTORES DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO

A1- Equacionamento Básico

A determinação dos limites térmicos para linhas de transmissão aéreas se origina da consideração dos fenômenos termodinâmicos que regem as trocas de calor entre os cabos condutores de uma linha e o ambiente externo onde está inserida. O equacionamento a seguir segue de perto aquele apresentado por [Bianchi Jr.,A.; 1991] e deriva essencialmente do equacionamento clássico utilizado para o cálculo de ampacidade de Linhas de Transmissão . Em termos formais a equação que rege o fenômeno termodinâmico em questão é a seguinte :

$$\Delta Q = I^2 * R_{20} * (1 + \alpha * (Tc - 20)) + Qs(q_s) - Qc(Vv, Tc, Ta) - Qr(Tc, Ta) \quad (A.1)$$

Em situação de equilíbrio térmico, o termo ΔQ torna-se igual a zero, ou seja, as trocas de calor se estabilizam em valores permanentes, dando origem à seguinte equação de equilíbrio térmico :

$$I^2 * R_{20} * (1 + \alpha * (Tc - 20)) + Qs(q_s) = Qc(Vv, Tc, Ta) + Qr(Tc, Ta) \quad (A.2)$$

onde :

I = valor eficaz da corrente conduzida pelo condutor (A)

R_{20} = resistência do condutor à temperatura de 20 °C (W/m)

α = coeficiente de variação térmica da temperatura (°C⁻¹)

Tc = temperatura do condutor (°C)

Qs = calor absorvido pelo condutor devido à irradiação solar (W/m)

qs = fluxo de potência por unidade de área incidente no condutor devido à irradiação solar (W/m²)

Qc = calor dissipado pelo condutor devido ao fenômeno de convecção da massa de ar à sua volta (W/m)

Vv = velocidade do vento incidente no condutor (km/h)

Ta = temperatura do ambiente onde a linha está inserida (°C)

Qr = calor dissipado pelo condutor devido ao fenômeno de irradiação de energia em sua superfície, W/m.

Nos estudos de ampacidade com cunho determinístico, o objetivo é obter a máxima corrente de carga (I) para uma dada condição de equilíbrio térmico, caracterizada por uma temperatura máxima que o condutor não deve ultrapassar, sob condições ambientais também definidas .

Desta forma, considerado o problema sob este ângulo, é suficiente tomar a equação de equilíbrio térmico e, após alguns rearranjos, evidenciar a corrente de carga em função dos outros parâmetros, conforme segue .

$$I = \sqrt{(Q_c + Q_r - Q_s) / (R_{20} * (1 + \alpha(T_c - 20)))}$$

(A.3)

A partir da equação de equilíbrio térmico torna-se possível também determinar a temperatura do condutor para uma dada condição de equilíbrio térmico . Neste caso o processo de cálculo é mais complexo, devendo-se utilizar um método iterativo de solução de equações algébricas (p.ex. o "Processo de Newton-Raphson") para a determinação de Tc.

A2 - Calor Absorvido pelo Condutor Devido à Irradiação Solar

O aquecimento produzido pela irradiação solar num condutor de uma linha aérea de transmissão é descrito pela seguinte equação :

$$Q_s = \alpha_s * d * q_s$$

(A.4)

onde :

α_s = coeficiente de absorção da irradiação solar da temperatura do condutor, cuja faixa de variação está entre 0.23 (condutor novo) e 0.97 (condutor envelhecido).

d = diâmetro do condutor (m) .

O fluxo de potência por unidade de área (q_s) é uma função que depende da trajetória solar ao longo do ano e de seu posicionamento ao longo do dia. Tal dependência é descrita a seguir :

$$q_s = ID * \text{Sen}(\eta) + \pi/2 * F * \text{Sen}(H_s) * (\text{Cos}(\xi))^2 + \pi/2 * (\text{Cos}(\xi/2))^2 * Id * (1+F)$$

(W/m)

(A.5)

sendo :

$$\text{Cos}(\eta) = -\text{Sen}(H_s) * \text{Sen}(\xi) + \text{Cos}(H_s) * \text{Cos}(\xi) * \text{Cos}(\gamma_s - \gamma_L)$$

$$\text{Sen}(H_s) = \text{Sen}(\phi) * \text{Sen}(\delta_s) + \text{Cos}(\phi) * \text{Cos}(\varphi)$$

$$\text{Sen}(\gamma_s) = \text{Cos}(H_s) * \text{Sen}(\varphi) / \text{Cos}(\delta_s)$$

$$H_s = 23.4 * \text{Sen} [360 * (284 + Nd) / 365] \text{ (graus)}$$

onde :

ID = irradiação direta do Sol

Id = irradiação difusa (indireta) do sol (W/m)

η = ângulo entre o feixe de radiação solar e o eixo do condutor (graus)
 F = grau de reflectância do solo
 H_s = altitude solar (graus)
 ξ = inclinação do condutor com a horizontal (graus)
 γ_s = azimute do Sol (graus)
 γ_L = azimute da linha (graus)
 ϕ = latitude (graus)
 δ_s = declinação solar (graus)
 φ = hora angular do sol (graus)
 N_d = dia do ano

A.3 - Calor Dissipado pelo Condutor Devido à Convecção

O resfriamento de um condutor devido aos fenômenos convectivos se dá na ausência de vento (convecção natural), na presença de vento (convecção forçada) ou num caso limite entre ambos definido como "ar calmo" (convecção mista). A equação básica que descreve o fenômeno é apresentada a seguir :

$$Q_c = \Pi * \lambda_f * (T_c - T_a) * N_{\mu} \quad (A.6)$$

sendo :

$$\lambda_f = 2.42 * 10^{-2} + 7.2 * 10^{-5} * T_f \quad W/(m.K)$$

$$T_f = (T_c + T_a) / 2 \quad (^\circ C)$$

onde :

λ_f = condutividade térmica do ar junto à superfície do condutor (W/(m.K))

N_{μ} = número de Nusselt (depende do tipo da convecção);

T_f = temperatura do filme de ar junto à superfície do condutor ($^\circ C$)

Os tipos de convecção são detalhados a seguir, de acordo com N_{μ} :

a) Convecção Natural

Para este caso N_{μ} é dado por :

$$N_{\mu} = A_1 * (R_y)^{m1}$$

sendo :

$$R_y = Gr * Pr$$

$$Gr = d_3 * g * (T_c - T_a) / [T_f + 273] * \gamma_{12}$$

$$Pr = 0.715 - 2.5 * 10^{-4} * T_f$$

$$\gamma_f = 1.32 * 10^{-5} + 9.5 * 10^{-8} * T_f$$

onde :

Ry = número de Rayleigh;

Gr = número de Grashof ;

Pr = número de Prandtl ;

g = aceleração da gravidade terrestre (m/s²)

γ_f = viscosidade cinemática do filme de ar junto à superfície do condutor, m²/s;

A₁, m₁ = coeficientes que são funções do número de Rayleigh.

b) Convecção Forçada

$$Nu = B_2 * (Re)^{N_2}$$

sendo :

$$Re = V_v * d / \gamma_f$$

onde :

Re = número de Reynolds;

B₂, N₂ = coeficientes que são funções do número de Reynolds.

Quando o vento incide sobre o condutor com um ângulo $\psi < 90^\circ$ com o eixo do mesmo, a velocidade efetiva do vento ($V_{v_{ef}}$) passa a ser $V_v \cdot \text{Sen}(\psi)$ para o resfriamento forçado, sendo que nessa situação o número de Nusselt efetivo (Nu_{ef}) pode ser escrito conforme segue .

$$Nu_{ef} = Nu * (\text{Sen} (\psi))^{n_2}$$

c) Convecção Mista

Quando a velocidade do vento é muito baixa, não há uma predominância de uma ou outra das convecções vistas nos itens anteriores. Portanto, neste caso, são considerados ao mesmo tempo os efeitos dos dois tipos de convecção. Deste modo adota-se o seguinte procedimento: um número de Reynolds equivalente (Re_{cq}) é calculado para a transferência de calor por convecção natural.

Isto é feito equacionando os números de Nusselt dos modos natural e forçado :

$$A_1 * (Gr * Pr)^{m_1} = B_2 * (Re_{cq})^{N_2}$$

O fluxo de convecção natural é no sentido ascendente se o condutor está mais quente que o ar e no sentido oposto se estiver mais frio. Se a direção do fluxo forçado fizer um ângulo F com relação ao fluxo natural, o número de Reynolds efetivo para a convecção (Re_{cf}) é dado por :

$$Re_{cf} = [(Re_{eq})^2 + 2 * Re_{eq} * Re * \cos(\phi) + (Re)^2]^{1/2}$$

O calor total transferido por convecção é então encontrado usando Re_{cf} no lugar de Re de convecção forçada.

A.4 - Calor Dissipado pelo Condutor Devido à Irradiação de Energia

A dissipação de calor por irradiação de um condutor é uma parcela relativamente de pouco peso na equação de equilíbrio térmico. Sua contribuição naquela equação é representada pela seguinte expressão :

$$Q_r = \Pi * d * \varepsilon * \sigma_B * [(Kc)^4 - (Ka)^4] \tag{A.7}$$

onde :

ε = coeficiente de emissividade da superfície do condutor, cuja faixa de variação se encontra entre 0,23 (condutor novo) e 0,91 (condutor envelhecido) ;

$$\sigma_B = \text{constante de Stefan-Boltzmann} = 5.6697 * 10^{-8} \quad (W/m^2 \cdot K^4)$$

$$Ka = Ta + 273 = \text{Temperatura ambiente absoluta} \quad (K)$$

$$Kc = Tc + 273 = \text{temperatura do condutor absoluta} \quad (K)$$

A.5 - Equacionamento para as Trocas de Calor no Regime Transitório

Em condições transitórias de sobrecarga de curta duração no condutor, não é válida a hipótese de equilíbrio térmico antes descrita, pois neste caso, a partir do calor gerado no condutor pela corrente de solicitação, uma parcela é dissipada no ambiente e o restante do calor é armazenado no condutor, provocando um aquecimento. Nesse caso, não se caracteriza uma situação de equilíbrio, ou seja :

$$I^2 \cdot R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (Tc - 20)) + Q_s \neq Q_c + Q_r \tag{A.8}$$

A temperatura do condutor varia e tem-se :

$$C_C \cdot \int_{Tc1}^{Tc2} dTc = \int_{t1}^{t2} (Q_j + Q_s - Q_c - Q_r) \cdot dt \tag{A.9}$$

onde :

C_c = capacidade térmica do condutor

t = tempo (s)

Desta forma, tem-se :

$$\boxed{T_{c_2} - T_{c_1} = \int_{t_1}^{t_2} \left(\frac{Q_j + Q_s - Q_c - Q_r}{C_c} \right) . dt} \quad (A.10)$$

Discretizando suficientemente o intervalo de tempo, é possível obter o resultado da integração de forma incremental e, a partir desta, obter o valor da temperatura instantânea, levando em conta todos os fatores de influência . A equação necessária é oferecida a seguir.

$$\boxed{T_{c_2} - T_{c_1} = \left\{ \frac{Q_j + Q_s - Q_c - Q_r}{C_c} \right\} * \Delta t}$$

(A. 11)

4 - AS RESTRIÇÕES FINANCEIRAS E SEU IMPACTO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Este Capítulo busca explorar o tema “Restrições Financeiras e seu Impacto no Planejamento da Expansão”, uma vez que o equacionamento do problema representado por restrições de investimento passa necessariamente pela maximização do uso dos equipamentos e instalações do Sistema Elétrico, que é o tema central dessa Tese.

Assim, para se estabelecer a ligação entre o contingenciamento orçamentário e o uso maximizado das facilidades do Sistema, desenvolve-se nesse Capítulo a infra-estrutura conceitual requerida para lidar com o Planejamento da Expansão em ambiente de fortes restrições financeiras .

4.1. Considerações Gerais.

Os critérios tradicionais de planejamento, que vem sendo aplicados no âmbito do Setor Elétrico há vários anos, tem por objetivo proporcionar um nível mínimo de qualidade de serviço e garantia de atendimento aos consumidores conectados à rede de transmissão/subtransmissão perseguindo, concomitantemente, uma minimização dos investimentos necessários à expansão do sistema, desde que garantido o nível mínimo de padrão de atendimento preconizado.

A observação importante é de que a diretriz de expansão não contempla a existência de eventuais limitações nas possibilidades de investimento mas, antes, prioriza a manutenção de um elevado padrão do serviço. Critérios de planejamento com esta característica - objetivando proporcionar uma estrutura adequada ao sistema - são convencionalmente designados de "**Critérios de Natureza Estrutural**".

É também fato comum da realidade brasileira que, como consequência das oscilações que se vem verificando na condução da política econômica do País e que, em última análise, tem penalizado severamente a situação financeira das empresas públicas integrantes do Setor Elétrico, constata-se com acentuada frequência, uma impossibilidade financeira, por parte das concessionárias, em levar avante seus Programas de Obras. Assim, a programação da expansão do sistema, cuja definição foi norteadada tão somente pela diretriz de preservação no padrão de atendimento, faz com que se recaia invariavelmente, na imperativa necessidade de infringir os critérios de natureza estrutural.

Como antídoto aos inconvenientes provocados por restrições financeiras, que se assume, em princípio, de natureza conjuntural, tem ganhado corpo o desenvolvimento de instrumental específico, dando margem a uma nova vertente de Critérios e Metodologias que, face à sua origem, se designou de "**Critérios de Natureza Conjuntural**".

Para fins de aplicação prática, pode-se conceituar duas linhas de ação metodológica complementares em seu efeito, sendo uma delas voltada para a atenuação do nível de exigência prescrito pelos critérios tradicionais e a outra voltada para o estabelecimento de uma escala hierárquica entre os projetos constantes do Programa de Obras, onde uma diferenciação baseada em uma relação Benefício/Custo Conjuntural, permite o estabelecimento de um elenco de obras reduzido e compatível com as restrições financeiras a serem respeitadas. Tais conceitos são brevemente focalizados nos tópicos que se seguem.

4.2. Relaxamento de Critérios: Conceituação e Filosofia Básica.

Entende-se por "relaxamento de critérios" o processo para o estabelecimento de um elenco de critérios de planejamento com nível de exigência atenuado, de tal forma que sua aplicação ao dimensionamento do sistema contribua para a determinação de um Plano de Obras que se constitua na solução de compromisso entre a disponibilidade de recursos para investimento e os requisitos financeiros para a implementação dos empreendimentos. Em termos filosóficos, pode-se classificar, tentativamente, as diretrizes possíveis adotadas para a flexibilização dos critérios, em termos do âmbito de incidência das consequências do relaxamento, conforme segue:

*** Relaxamento com Consequências para a Empresa**

Envolve uma atuação a nível de equipamentos, compreendendo:

- Avaliação da capacidade de sobrecarga de linhas de transmissão, transformadores e demais equipamentos, maximizando as possibilidades de carregamento à custa de explorar as folgas legadas pelo enfoque determinístico (temperaturas máximas conservativas, condições ambientes desfavoráveis, contingências ocorrendo sempre em horário de ponta, manutenção de uma expectativa de vida útil), podendo-se aceitar, inclusive, ocorrências de sobrecarga que, se frequentes, poderiam ocasionar redução substancial de vida útil dos equipamentos. A delimitação das possibilidades de sobrecarga devem ser estabelecidas em função do nível de dificuldade conjuntural para investimento e de uma análise econômica das consequências, para a empresa, dos custos de substituição precoce em decorrência de redução de vida útil.

*** Relaxamento com Consequências para o Mercado Consumidor**

Envolve uma atuação a nível de sistema, compreendendo:

- Aceitação de níveis reduzidos de tensão em condição normal e de emergência, o que pode impactar certos tipos de consumidores com desgaste e aumento de perdas/aquecimento de equipamentos, e/ou desligamentos automáticos. Do ponto de vista da empresa, o ganho visualizado decorre da possibilidade de adiar a implantação de compensação reativa e/ou transformadores e linhas de transmissão, nesse último caso quando os problemas de tensão se manifestam conjugados à ocorrência de sobrecargas.

- Utilização de padrões simplificados nas etapas evolutivas de SE's, o que, se por um lado, permite o adiamento no comissionamento de equipamentos, por outro lado pode impactar os consumidores com interrupções mais frequentes e demoradas. A flexibilidade operativa, com sofisticação do arranjo, somente seria obtida na etapa final de implantação da subestação, na hipótese de se estar vivenciando uma conjuntura econômica mais favorável.

- Planejamento com consideração de manobras para transferência de carga, e/ou reconfiguração do sistema, que normalmente só seriam consideradas a nível operativo. Cumpre observar que não se está advogando, aqui, que uma utilização de manobras de transferência de carga/reconfiguração de redes não deva ser considerada a nível estrutural, ficando reservada apenas para situações conjunturais. É objetivo caracterizar, somente, que se isto for atrativo para o dimensionamento do sistema, a incorporação deste tipo de recurso ao planejamento deve ser prudente, com investimento em facilidades de controle para uma automatização e redução do tempo de efetivação das manobras, e a preservação de uma margem de folga para a operação (reservada para acomodar variações bruscas de mercado e/ou atrasos importantes de obras).

4.3. Priorização de Obras: Conceitos Básicos e Campo de Aplicação.

4.3.1. Origem do Problema

Conforme enfatizado anteriormente, o agravamento da situação financeira das concessionárias, reflexo da política tarifária e da conjuntura econômica vivenciada pelo País, tem tornado ainda mais complexo o processo de planejamento: A incidência de restrições financeiras num determinado ano tem imposto o adiamento de determinadas obras, de forma a reduzir os investimentos ao nível especificado. As obras devem ser selecionadas buscando atingir uma solução de compromisso entre o alívio financeiro proporcionado pela postergação dos projetos e a potencial degradação da confiabilidade de atendimento, medida pelas suas consequências, quando traduzidas em termos monetários.

Na prática atual de planejamento, os planos de expansão do sistema têm sido estabelecidos operando-se as atividades segundo três etapas distintas, que são repetidas a cada novo ciclo de planejamento. Estas compreendem um diagnóstico e formulação de alternativas de expansão; uma análise do desempenho técnico das alternativas propostas e, finalmente, uma comparação econômica das alternativas.

Estabelecida a sequência econômica de adições de obras de transmissão, ajustada a um dado Mercado e Plano de Geração, pode-se estabelecer o Cronograma de Desembolsos, por obra e para o Plano de Expansão como um todo, compondo uma estimativa do fluxo de dispêndios dentro do horizonte de planejamento .

Caso não existam ou não se visualizem restrições de natureza financeira ou orçamentária, inicia-se o processo de implantação dos empreendimentos constantes do Plano de Obras, na seqüência ditada pelo Plano de Expansão.

Em caso contrário, ou seja, na hipótese de existência de tetos de investimento (em geral determinados por fatores fora do controle da empresa), caracteriza-se o problema de "Priorização de Empreendimentos", assim entendido o processo de ajustamento do Plano de Obras formulado à realidade econômico-financeira da Empresa.

Uma possível abordagem para esse problema se resume em priorizar as obras de transmissão com base em uma relação Custo/Benefício na qual o custo está associado à deterioração das condições de atendimento causada pelo adiamento da obra e, de outro prisma, o benefício está associado ao alívio financeiro traduzido pelo próprio adiamento.

O processo de priorização é bastante complexo, pois deve levar em conta (i) a interdependência entre obras (o adiamento de uma obra pode tornar outras desnecessárias ou ainda aumentar a importância de obras remanescentes) e (ii) o impacto da postergação; medido em termos de confiabilidade de suprimento e acréscimo de custos operacionais.

Esta estratégia tem se mostrado eficaz, tanto que serve de suporte a um modelo desenvolvido no âmbito do Setor Elétrico brasileiro e com participação intensa do autor.

No que se segue, procurar-se-á enfocar muito mais os aspectos conceituais do problema e a potencialidade de aplicação do modelo computacional desenvolvido no escopo das atividades do GTCP “Grupo de Trabalho para o Estabelecimento de Critérios de Planejamento de Transmissão”, do qual o autor, conforme dito antes, fez parte durante muitos anos.

4.3.2. Premissas Básicas

A prática atual consiste em considerar as restrições orçamentárias, quando existentes, como temporárias, o que equivale a dizer que tais restrições apontam para condicionantes de natureza conjuntural e imprevisível. Neste contexto, considera-se que estas não chegam a afetar a validade do plano de expansão do sistema e, da mesma forma, o uso da taxa de atualização já adotada na formulação do plano permanece válido, para o período posterior ao da existência de restrições.

Em outras palavras, uma taxa de atualização distinta daquela que norteou as análises econômicas durante a elaboração do plano de obras (em geral 10% a.a.) se aplicaria apenas durante o período de incidência das restrições financeiras, que se supõe previsíveis apenas para o primeiro ano do horizonte de planejamento. Esta taxa de atualização de capital, no ano de restrição financeira, introduz o conceito de "**rentabilidade imediata**" dos empreendimentos e caracteriza a escassez de recursos de capital.

Para enfatizar melhor este ponto, cabe lembrar que, admitida a hipótese inicial a respeito da transitoriedade da incidência das restrições financeiras, o problema a enfrentar passa a ser a delimitação do conjunto de projetos que deverão ser adiados num determinado ano, e não o reestudo do Plano de Expansão, com a eventual eliminação ou substituição de obras já programadas.

De acordo com a linha de raciocínio esboçada, as principais premissas que suportam a metodologia de "Priorização de Obras" seriam:

(i) A restrição orçamentária ocorre durante apenas um ano, em geral, o ano imediatamente posterior ao ano corrente. Com isso, define-se o elenco de obras a priorizar como sendo o conjunto de obras que apresentam desembolso (econômico) no ano de restrição orçamentária. A eventual postergação de qualquer obra se dará também por apenas um ano, ou seja, o efeito do adiamento de cada obra impactará o sistema apenas na data de sua entrada em operação, uma vez que, para os anos seguintes, assume-se que a obra será incorporada à rede, definitivamente. Caso nova restrição seja detectada no ciclo de planejamento seguinte, as obras já adiadas poderão ser novamente adiadas, por um período de apenas um ano, repetindo-se sucessivamente este ciclo enquanto persistir a conjuntura.

(ii) Os projetos menos atraentes serão postergados com base na taxa do retorno interna de cada projeto, ou seja, com base na taxa de atualização que torna indiferente realizar o projeto imediatamente ou postergá-lo por um ano. A taxa de desconto assim determinada é designada "Rentabilidade Imediata" do projeto. Um critério alternativo consiste na ordenação e seleção de projetos para adiamento com base na relação benefício/custo associada ao adiamento. No texto que se segue, qualquer desses dois indicadores econômico/financeiros da atratividade do adiamento serão designados indistintamente por "Índice de Mérito" do projeto.

Um aspecto importante a destacar diz respeito ao conceito de "**projeto crítico**" dentro de um elenco de projetos a priorizar. Para estabelecer este conceito, observe-se inicialmente que uma vez estabelecido o Índice de Mérito de cada projeto, é possível determinar uma ordenação por ordem de rentabilidade imediata decrescente, até o esgotamento dos recursos financeiros disponíveis.

O último projeto mantido em seu cronograma original é denominado "**projeto crítico**". Os projetos com Índices de Mérito superior ao do "projeto crítico" propiciam um benefício maior se realizados de imediato (ou então continuados, no caso de projetos já em andamento), do que se postergados por um ano.

Os projetos com rentabilidade menor que a do projeto crítico oferecem benefícios maiores se postergados por um ano. Em consequência, os projetos aceitos maximizam o benefício total atualizado, dentro das restrições impostas.

4.3.3. Aspectos Conceituais Importantes

Convém observar que o Índice de Rentabilidade Imediata, para cada projeto, tem a implicação conceitual de representar a taxa de atualização, ou o custo de oportunidade de capital, no período afetado pela restrição financeira. Sua determinação é análoga à determinação da taxa de retorno de um projeto, em Engenharia Econômica e, matematicamente, é a raiz da equação obtida quando se iguala a zero a diferença entre os valores presentes dos fluxos de caixa que correspondem, respectivamente, aos custos e benefícios com a obra entrando em serviço na data prevista pelo planejamento, e aos custos e benefícios para a hipótese da obra adiada por um certo período (período de restrições financeiras).

Em outras palavras, este índice retrata a taxa de desconto que torna indiferente a execução no prazo ou o adiamento da obra. Para os anos não afetados por restrições financeiras, deve-se atualizar custos e benefícios pelo custo de oportunidade de capital médio da economia.

Além disso, é oportuno ainda ressaltar que:

- (i) Se a fase de restrições financeiras fosse admitida abrangendo um período de vários anos à frente, toda a análise econômica de alternativas que culminou com a definição de um Plano de Obras estaria comprometida, posto que a escassez duradoura de capital, refletida por um elevado custo de oportunidade para os recursos financeiros, poderia alterar significativamente a atratividade de cada opção em cotejo. Diante da evidência de restrições prolongadas, de natureza estrutural, a estratégia mais correta seria a de refazer toda a análise de planejamento, ponderando as expectativas de restrição que se possa visualizar para o futuro.
- (ii) O processo de priorização de obras não contempla o questionamento da alternativa de expansão postulada, mas objetiva tão somente permitir sua adaptação ao atendimento dos limites de investimento preconizados. Então, enfatizando a colocação do tópico anterior, na hipótese de que seja possível antecipar uma situação de escassez de recursos financeiros muito prolongada, a solução mais coerente pode indicar a conveniência de se alterar a própria trajetória/política de expansão, refazendo-se o programa de obras dentro de uma nova ótica, afim de auferir-se a melhor solução de compromisso entre limitação de recursos e a qualidade de serviço. A existência de restrições financeiras prolongadas pode levar, por exemplo, à substituição de obras de maior porte, como grandes troncos de transmissão que se mostravam atraentes em decorrência da economia de escala, por projetos de menor porte, menos atraentes sob o ponto de vista econômico global, mas viáveis sob aspecto de desembolsos a curto prazo ("esforço financeiro").
- (iii) Sendo admitida uma duração limitada para a fase de restrições financeiras, como hipótese de trabalho, fica evidente que a taxa de atualização de capital, para o período não atingido pelas limitações de investimento, pode ser novamente assumida como o custo médio de oportunidade de Capital para o Setor Elétrico, o que facilita bastante a formulação de uma modelagem matemática para tratar o problema.

- (iv) Quando, a partir da seqüência ordenada de projetos, em função de suas rentabilidades imediatas, como também a partir do conhecimento do teto de investimento para dar andamento ao Programa de Obras, se determina os projetos que terão seu ritmo de construção mantidos, a rentabilidade imediata do último projeto aceito define a taxa de atualização de capital implícita no período de restrições financeiras, conforme ilustra a Figura 4.1 que se segue.
- (v) Para tratar o problema de restrições financeiras incidentes em um período de duração plurianual, de forma adequada, há necessidade de se recorrer a uma metodologia de caráter mais abrangente. Nesse sentido, em Apêndice a este Capítulo, procurar-se-á estabelecer uma proposta metodológica dotada de tal alcance, considerando disponíveis apenas os modelos convencionalmente implantados nas empresas concessionárias. Vale frisar ainda que encontra-se em fase de análise e validação em âmbito do Setor, metodologia e modelo computacional para expansão de sistemas elétricos em ambiente de incertezas. As aplicações até o momento tem contemplado o Sistema Gerador, mas já existe um esforço para estender a modelagem às redes de transmissão [Morozowski Fº, M. ; 1995].

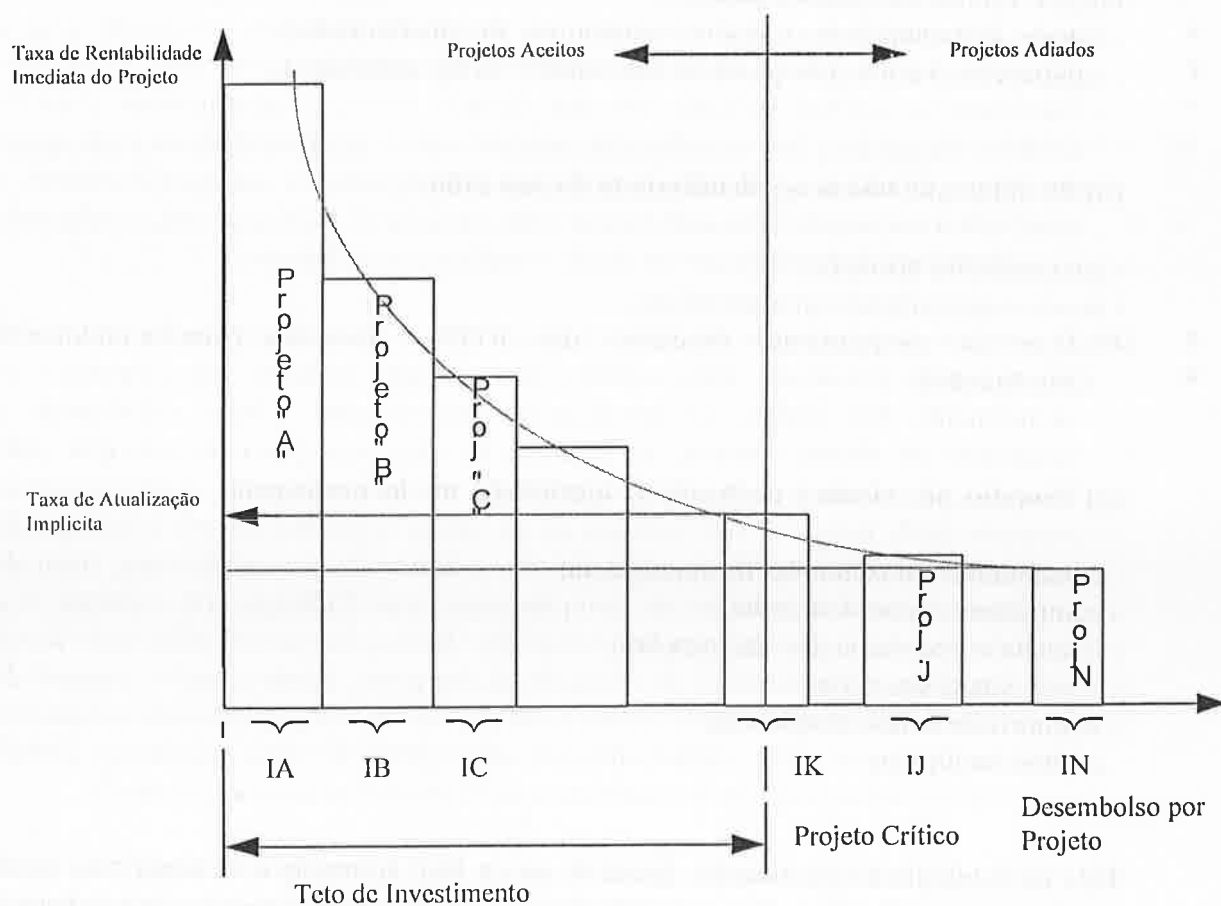


Figura 4.1 : Conceituação da "Taxa de Atualização de Capital Implícita" no Período de Restrições Financeiras

4.3.4. Campo de Aplicação da Metodologia de Priorização de Obras.

Para melhor poder definir o campo de aplicação do instrumental metodológico e de modelagem disponível para priorização de obras de sistemas de transmissão e subtransmissão, convém discorrer brevemente sobre o enfoque qualitativo aplicado à hierarquização de empreendimentos e seus inconvenientes.

Assim, no Setor Elétrico, uma escala de hierarquia entre os projetos constantes do Programa de Obras vinha sendo estabelecida em base meramente qualitativa onde, para efeito de priorização, o atributo considerado restringe-se à finalidade de cada obra segundo o enquadramento em uma qualquer das categorias a seguir:

i) Projeto envolvendo segurança (pública e operativa):

- órgãos públicos prestadores de serviço;
- órgãos de segurança pública;
- transporte público, hospitais e pólo petroquímico;
- região central das grandes cidades ;
- cidades alimentadas por um só circuito ou um só transformador;
- equipamentos em estado precário, inadequado ou em sobrecarga .

(ii) Projetos que visam ao atendimento do mercado:

- em condições normais;
- novos consumidores em transmissão;
- alívio de carregamento excessivo das ETD's (Estações Transformadoras de Distribuição).

iii) Projetos que visam a melhoria da qualidade do fornecimento:

- atendimento em condições de emergência;
- equipamentos para a reserva;
- duração e frequência das interrupções;
- flexibilidade operativa;
- melhoria de tensão/frequência;
- efeitos ecológicos.

Esta metodologia de priorização, apesar de ser de fácil aplicação e de ainda estar sendo extensamente utilizada, encerra um certo grau de subjetividade e pode levar a ordenação incorreta. Este inconveniente pode surgir, principalmente, pelas seguintes razões:

- . No caso geral, toda obra tem participação, em grau variável, na qualidade do suprimento, na confiabilidade e na melhoria do fornecimento. Assim, seu enquadramento numa categoria rígida nem sempre reflete a contribuição total que a obra propicia, em termos de desempenho do sistema elétrico. É possível, por conseguinte, que o valor, para o sistema, de uma obra classificada como sendo de "melhoria para a qualidade de fornecimento" possa ser superior ao de uma obra classificada na rubrica "atendimento ao mercado", fato que não é reconhecido pelo processo qualitativo de ordenação.

- . O processo de qualificação das obras se baseia na configuração do sistema planejado, referente à data de entrada em operação de cada obra a priorizar. Na medida em que as obras são adiadas, a importância relativa de cada obra se altera, o que também não é capturado pelos critérios qualitativos.

- . Os dispêndios e benefícios da obra se distribuem ao longo de um período relativamente extenso, dependendo do prazo de maturação de cada empreendimento, o que influi no valor econômico relativo destes custos e benefícios, sem que isso seja ponderado pela metodologia atualmente em uso.

Nesse contexto, ganha ênfase a necessidade de critérios/metodologias de cunho quantitativo para estabelecer a prioridade das obras do sistema de transmissão/subtransmissão, sendo que a conceituação e premissas básicas de uma proposta metodológica já foram objeto de enfoque em subitens anteriores. A metodologia quantitativa, como formulada, permite a consideração de todos os aspectos relevantes do processo de ordenação, inclusive no que diz respeito à possibilidade de interdependência entre obras, em estágios sucessivos do processo de priorização.

Pode-se observar, entretanto, de tudo quanto foi proposto à respeito da priorização de obras sob enfoque quantitativo, a existência de uma lacuna importante, representada pela falta de uma clara identificação de qual é o campo de aplicação da metodologia. Na definição da área de eficácia da metodologia proposta, ou seu campo de aplicação, é que então se torna importante voltar a atenção para o processo qualitativo de ordenação de projetos referido ao início deste subitem.

Destarte, pode-se notar de início que o nível hierárquico mais alto é representado pelas obras relativas aos projetos que envolvem segurança pública ou operativa, caso em que um atraso pode acarretar graves conseqüências, difíceis de mensurar e traduzir em termos de unidades monetárias. Decorre então que a aplicação do algoritmo de ordenação, baseado no cálculo do índice de mérito de cada obra, a empreendimentos cuja falta compromete a segurança do público ou sistema, esbarra na provável dificuldade de avaliação adequada e representativa.

Diante do exposto e assumida a disponibilidade de estimativas consistentes para os custos de interrupção e racionamento (custos de déficit intempestivo e programado), é recomendável separar o conjunto de obras do Programa de Expansão, com desembolso no ano de incidência de restrição financeira, em dois grandes grupos apenas, quais sejam:

. Obras de segurança

. Demais Obras

Considerando esta classificação, o campo de aplicação da metodologia quantitativa deve se restringir ao sub-conjunto constituído pelas obras que não envolvem segurança ("demais"), entendendo-se como obra todo conjunto de instalações e/ou equipamentos que se incorporam ao programa de expansão com uma finalidade comum.

A falta de estimativas consistentes para os custos de racionamento e de interrupção poderia induzir a se discretizar o conjunto das "demais obras" em obras para "atendimento em condição normal" e obras para "melhoria da qualidade e confiabilidade do serviço", aplicando-se a ordenação separadamente para cada um desses dois subconjuntos. Vale frisar que, nesse caso, uma obra de atendimento ao mercado em condições normais seria sempre priorizada em relação a uma obra de confiabilidade. Esta reflexão tem sentido, na medida em que efetivamente há dificuldades muito grandes para obter estimativas realistas para os custos de déficit, quer programado ou não avisado.

No entanto, apesar de a falta de parâmetros econômicos adequados ser reconhecida, recomenda-se utilizar a melhor estimativa disponível e priorizar quantitativamente todas as obras que não envolvam segurança dentro de um mesmo subconjunto, posto que se considera as eventuais distorções que possam ser introduzidas, em decorrência de uma relatividade inadequada entre custos unitários, de interrupção e de racionamento, de menor gravidade que aquelas que poderiam ocorrer no momento em que uma obra para atendimento em condição normal passa a ser automaticamente e por premissa, prioritária em relação a qualquer obra para melhoria do serviço.

4.4 - Conjugação do Relaxamento de Critérios e a Metodologia para Priorização de Obras.

Na busca de um ajuste das necessidades de investimento e as possibilidades de assinalação de recursos financeiros, é possível estabelecer uma vinculação entre o relaxamento ou flexibilização de critérios e a ordenação de obras em termos de prioridades, de forma a que os efeitos de cada um desses instrumentos sejam somatizados de forma complementar. A idéia seria, em um primeiro momento onde se identificasse a necessidade de reduzir o programa de investimentos face à limitações orçamentárias, reanalisar o desempenho do sistema, na etapa de gestão correspondente ao curto prazo, sob um enfoque de "critérios de aferição relaxados".

Na hipótese de que o plano de expansão resultante ainda não atendesse os condicionantes financeiros, buscar-se-ia o ajustamento final através da aplicação do processo de priorização de obras ao elenco de projetos resultante da reavaliação do Programa de Obras original com o suporte de critérios mais flexíveis. Cumpre observar que a hierarquização de empreendimentos pode ser efetivada, em princípio, com critérios distintos, a juízo do planejador:

- i) Priorização de Obras mantendo o nível de qualidade de atendimento estrutural, ou seja, um processo em que o enfoque seria restringir o mercado atendido para que o nível de qualidade e solicitação de equipamentos fosse mantido dentro do desejável. Dentro desse prisma, a avaliação e quantificação econômica do impacto de adiamento de obras seriam concretizadas sob o crivo dos critérios de planejamento "rígidos". Em outras palavras, seriam calculados alívios de carga para contrabalançar a restrição de oferta, sendo que o mercado mantido seria suprido ao nível de qualidade usual, isto é, ao nível correspondente aos períodos sem incidência de restrições financeiras.

- ii) Priorização com o nível de qualidade de atendimento conjuntural, isto é, um nível de qualidade onde o desempenho de sistema seria aferido pelo crivo dos critérios menos rígidos que se convencionou designar de "relaxados". Nesta hipótese, obtêm-se uma valorização e quantificação econômica da repercussão de um adiamento de obras fundamentalmente distinto do caso anterior. No presente caso, a oferta do sistema não seria tão restringida, mas o mercado mantido não teria mais o nível de qualidade com que se busca estruturar o sistema. Em outras palavras, dentro desse enfoque, uma ampliação da oferta passa a ser obtida à custa de uma redução da qualidade do serviço. A necessidade de reprimir a demanda ou de efetuar cortes de carga em regime normal e/ou contingência seria avaliada somente nas situações em que a deterioração de desempenho, pelo adiamento de obras, fosse tão grande que mesmo o nível de qualidade abrandado não pudesse ser obtido.

Assumindo-se que já se tenha promovido uma adaptação do Programa de Obras, de modo a atender "critérios relaxados de desempenho", torna-se evidente que a Priorização de Obras a se efetivar em seguida deve ser pautada por estes mesmos critérios, sem o que não se estabeleceria a conjugação perseguida.

4.5 - Impacto das Restrições Financeiras no Processo de Planejamento: A Necessidade de Utilização de Critérios e Metodologias de Natureza Conjuntural.

A existência de tetos rígidos de investimento a serem respeitados ou, o que vem sendo mais frequente no momento atual do Setor Elétrico, a impossibilidade de integralizar os recursos permitidos pelo teto da empresa, seja por geração de recursos próprios ou captação de recursos externos, tem obrigado à uma necessidade de constante adaptação do Programa de Obras idealizado, impondo-se a postergação na data de entrada em operação de diversos projetos com papel importante para o adequado desempenho do sistema. O problema que se põe origina-se do fato de que as adaptações na programação dos empreendimentos tem que ser executadas sob o direcionamento dos critérios determinísticos de planejamento vigentes, que possuem característica eminentemente estrutural.

Das reflexões deste capítulo, conclui-se que a solução para o impasse passa pela alteração da própria filosofia de critérios de planejamento, desviando-se, ao menos temporariamente, do enfoque estrutural para um enfoque conjuntural, onde uma série de flexibilizações necessariamente se impõem e diversas concessões quanto ao nível de exigência, em termos de qualidade de serviço, tem que ser feitas.

A passagem da retórica à prática pode ser propiciada, conforme proposto e discutido nos tópicos anteriores, via sistematização de procedimentos para relaxamento de critérios e priorização das obras constantes do programa de expansão. Nesse sentido, algumas considerações adicionais são oportunas para clarificar o âmbito de aplicação e possíveis consequências deste tipo de sistematização, conforme segue.

A redução de folgas operativas, ou "relaxamento de critérios" deve ser entendida como um recurso extremo, do qual só se lançaria mão para atenuar o impacto das restrições de investimento sobre os consumidores já ligados à rede, até a entrada em operação de novas obras ou facilidades que permitam regularizar as condições de atendimento.

A relaxação de critérios pode ser vista, portanto, mais como um recurso operativo para contornar situações críticas a curto prazo do que um recurso do planejamento. A eventual utilização deste recurso deve ser embasada em judiciosas avaliações, levando em consideração os seguintes aspectos:

- . **Manutenção dos níveis de riscos de acidentes pessoais dentro das faixas usualmente consideradas no projeto de equipamentos e instalações;**

- . **Preservação da integridade de equipamentos e instalações, tanto da concessionária quanto dos consumidores.**

Cabe enfatizar que o relaxamento de critérios não deve ser confundido com as eventuais alterações de critérios de planejamento com vistas a otimizar a utilização do sistema existente e dos empreendimentos programados, de modo a reduzir as necessidades de investimentos adicionais **sem deteriorar os níveis de confiabilidade pré-existent**s.

É interessante notar, adicionalmente, que o processo de priorização, em si próprio, não leva a deterioração das condições de atendimento, dado que muitas obras são planejadas com vistas a melhorar a flexibilidade operativa, nível de perdas, etc. Assim, se as restrições de investimento forem suaves, pode ser possível acomodar o plano de obras aos recursos disponíveis, sem maiores consequências para os consumidores.

Em caso contrário, poderá haver uma redução de confiabilidade pela impossibilidade de atender ao critério de desempenho em contingência (N-1), levando a um aumento de frequência e duração das interrupções de carga, e até mesmo ao corte de carga (ou a não ligação de novas cargas) em condições normais.

Nesse último caso, entrariam em cena eventuais "relaxamentos de critérios", com vistas a reduzir o impacto sobre os consumidores, particularmente no horário de ponta, seja do sistema, seja da subestação de distribuição. A adoção dessa medida deveria ser precedida de entendimentos entre o planejamento e a operação da transmissão e da distribuição, por um lado, e entre a concessionária e os grandes consumidores, por outro, com vistas a reduzir o risco de danos a pessoas e a equipamentos, tanto da concessionária quanto dos consumidores.

No próximo capítulo, objetiva-se desenvolver uma proposta detalhada de um elenco de critérios de planejamento com a característica de um nível de exigência relaxado em relação à fixação de limites de carregamento das unidades transformadoras e das linhas de transmissão . Diversos outros aspectos relevantes foram também enfocados pelo autor, como por exemplo **(i)** qualidade de serviço e **(ii)** compensação reativa, que não serão aqui abordados por não estarem diretamente relacionados à temática principal deste trabalho .

Posteriormente, em Apêndice, discute-se a conjugação da aplicação de critérios relaxados com os procedimentos para priorização de obras, focalizando-se o assunto sob o ponto de vista estritamente aplicativo, de vez que os marcos de natureza conceitual já foram estabelecidos no presente capítulo.

APÊNDICE : - LINHAS ORIENTATIVAS PARA PLANEJAMENTO EM AMBIENTE DE RESTRIÇÕES FINANCEIRAS

A.1 - Considerações Gerais

Neste Apêndice objetiva-se consolidar o tratamento dado aos vários aspectos enfocados ao longo do presente Capítulo, buscando uniformizar e unificar todas as soluções parciais visualizadas anteriormente, de modo a compor um elenco de procedimentos, aqui nomeados de "Linhas Orientativas", para nortear o processo de planejamento durante uma fase conjuntural onde se sobreponham as restrições de natureza orçamentária.

Constitui um fato conhecido a complexidade do problema de estabelecer um Plano de Expansão de um Sistema Elétrico quando se presume a possibilidade das restrições financeiras não serem passageiras e, como agravante, não se disponha dos elementos para quantificar adequadamente a profundidade dessas restrições ou para projetar sua duração ao longo do tempo. A solução rigorosa para este tipo de problema envolve mais do que simplesmente proceder por um processo adaptativo, onde uma configuração vai sendo ajustada no tempo em função da atualização sucessiva das informações disponíveis. De fato, a sistemática adequada para o ataque ao problema consiste em cotejar estratégias distintas de expansão para um horizonte de médio e longo prazos, avaliando-se o comportamento das alternativas candidatas para diferentes cenários de demanda; de oferta de recursos para investimentos; de tecnologias; etc.

O equacionamento rigoroso da solução impõe, portanto, a utilização de técnicas de "Teoria de Decisão" e de "Planejamento sob Condições de Incerteza", que estão sendo gradativamente incorporadas ao dia a dia das atividades de Planejamento. Conceitualmente, trata-se de gerar uma alternativa que seja melhor talhada para um universo de possibilidades futuras, quanto ao mercado e as disponibilidades de recursos (só para citar as principais variáveis a requerer algum tipo de tratamento), do que ir adaptando uma alternativa de referência a um conjunto de restrições que vai sendo atualizado no tempo.

Em outras palavras, a solução rigorosa do problema impõe necessariamente o questionamento da estratégia de expansão que caracteriza a alternativa de referência, colocando-se na vitrine outras possibilidades de evolução do sistema, como por exemplo, priorização de projetos de menor porte de modo a reduzir o esforço de investimento inicial; reduzir os prazos de maturação, visando tornar mais fácil uma aceleração ou desaceleração do programa de obras face a alterações conjunturais ("flexibilidade"); bem como minimizar os riscos de ociosidade no capital investido, à custa do sacrifício de alguma economia de escala intrínseca dos grandes projetos.

Embora se reconheça as limitações de um processo de adaptações a tetos de investimentos, há que se ponderar a falta de maior experiência prática e de ferramental de apoio, por parte das equipes de planejamento das empresas de modo geral, restringindo a viabilidade prática de implementação, a curto prazo, de um processo de solução mais rigoroso, com o uso das técnicas citadas.

Este fato, se traduz na apologia de uma proposição para lidar com o problema de restrições financeiras, que alie uma série de atributos, tais como simplicidade de execução, disponibilidade de ferramental e de informações básicas, base conceitual sólida e precisão de resultados coerentes com os objetivos em perspectiva.

O delineamento de tal proposição, com destaque para os seus aspectos de procedimentos e de roteiro de atividades, constitui, por conseguinte, a meta a ser alcançada nos próximos itens.

A.2 - Avaliação da Necessidade Ajuste do Programa de Investimentos

Dada a inércia que caracteriza a reversão de expectativas macroeconômicas, julga-se pouco realista admitir que iniciada uma fase de restrições financeiras, no ano seguinte o problema de contingenciamento de investimentos já esteja solucionado.

Embora as restrições de investimentos dependam de fatores cujo controle está certamente fora da esfera do Setor Elétrico, é possível estabelecer projeções de tetos de investimento para um horizonte de curto prazo - em geral de 3 a 5 anos à frente do ano corrente - tomando por base o teto fixado para o primeiro ano do horizonte e correlacionando-se com projeções para as taxas de crescimento da economia (PIB) estabelecidas por órgãos do Governo Federal, para o período de interesse.

Admitindo disponível uma estimativa das restrições financeiras (Tetos de Investimento) para o horizonte visualizado para a transição da economia rumo ao crescimento e estabelecida a necessidade de investimentos, dada pelos dispêndios econômicos anuais para desenvolver o Programa de Obras que atenderia o mercado previsto dentro do padrão de qualidade normal ("critérios rígidos"), a necessidade de ajustamento pode ser imediatamente obtida por diferença. A figura A.1 que se segue ilustra os conceitos desenvolvidos.

A.3 - Metodologia para Adaptação de um Elenco Priorizado de Obras a Tetos de Investimento

Independentemente de se adotar ou não uma política de relaxamento de critérios para adaptar um programa de expansão à disponibilidade orçamentária, haverá necessidade de se proceder uma priorização das obras para efetivar um "ajuste fino" entre as necessidades de reforços, expressas pelo programa de obras, e as possibilidades de investimento. Nesse sentido, busca-se delinear, em seguida, um conjunto de procedimentos para o estabelecimento da melhor solução do problema. Assume-se como diretriz básica a hipótese, que se julga bastante plausível, de que o objetivo da empresa, dado um certo limite de investimentos, é investir o máximo possível nas obras integrantes do Plano de Obras, repaldada pela análise de viabilidade e necessidade das obras, proveniente dos estudos de planejamento.

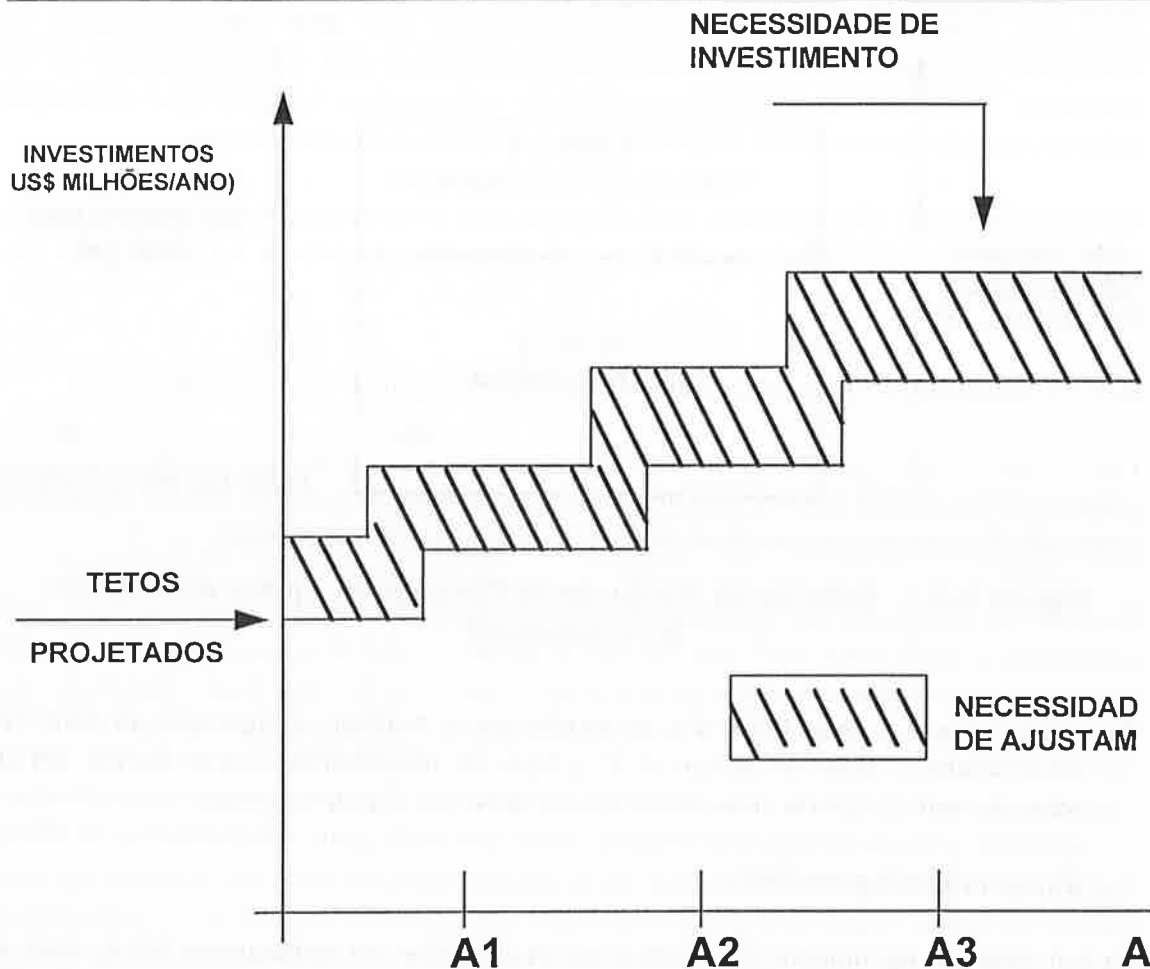


Figura A.1 : Determinação da Necessidade de Ajuste do Programa de Investimento

Além disso, pretende-se contornar um complicador natural ao processo de priorização de obras por Índice de Mérito (descrito em detalhe no Anexo 3), decorrente do problema de perda de economia de escala dos empreendimentos para efeito comparativo, uma vez que todos os benefícios estarão computados em valor "por unidade" dos custos de postergação dos projetos. Tendo em mente estas observações, os procedimentos propostos para, a partir de um elenco priorizado de obras, ajustar determinado limite de investimentos, seriam:

- P₁ - Contabilizar, obra por obra, os investimentos relativos ao Plano de Obras, para o caso dos projetos que apresentem desembolso no ano atingido pela restrição financeira, iniciando-se a contabilização pelas obras de segurança, detentoras de prioridade máxima. No momento em que a somatória de investimentos "equalizar" (na prática aproximar) o teto disponível, identifica-se se a obra pertence ao grupo 2 (demais obras, excluídas as de segurança), o que será geralmente o caso, e considera-se a ordenação por Índices de Mérito, conforme figura A.2 a seguir:

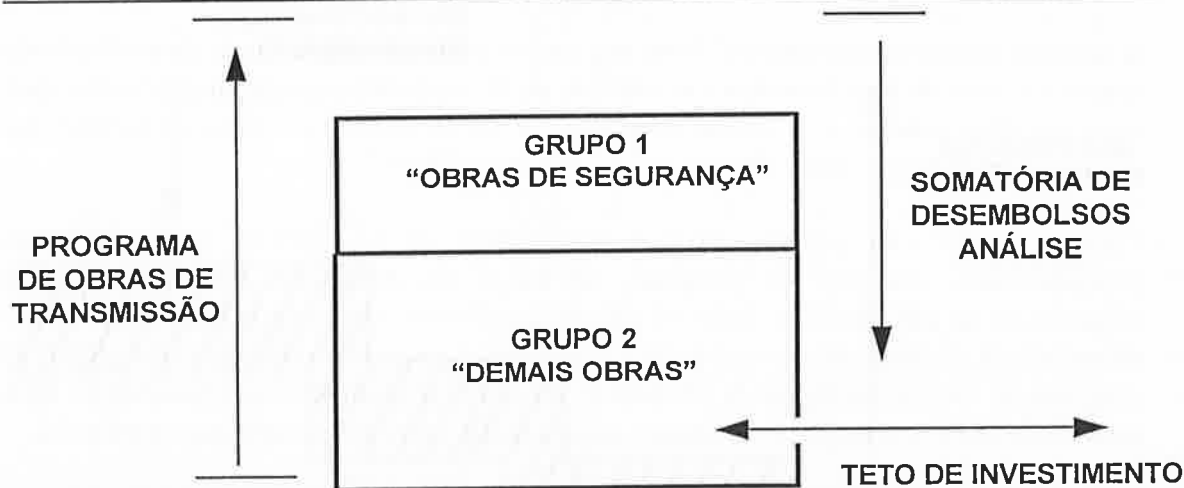


Figura A.2 : Seleção de Conjunto de Obras para Ajuste do Teto de Investimentos

- P₂** - Sempre que a somatória dos investimentos a realizar, comparada ao teto de investimentos, permitir atingir o 2º grupo de prioridades, o que deverá ser a situação mais frequente, conclui-se que as obras do 1º grupo deverão ser totalmente mantidas em seu cronograma original, posto que neste grupo encontram-se as obras de mais elevada prioridade.
- P₃** - A redução do número de obras a serem mantidas no cronograma ideal, com a consequente seleção das obras a serem postergadas, deverá seguir a escala de Índices de Mérito. Considerando que na prática nunca se atingirá a igualdade entre o teto de investimentos e o orçamento preconizado para o ano em análise, deve-se estudar complementarmente a folga resultante ao final do processo seletivo. Em determinados casos, como por exemplo quando uma obra de grande porte é selecionada para adiamento ao final do procedimento de hierarquização, após terem sido selecionadas diversas obras de menor impacto financeiro, a folga resultante poderá ser suficiente para permitir a execução de alguma(s) obra(s) que já tenha(m) sido descartada(s). Em tal situação, obras de menor porte, na ordem ditada por seus Índices de Mérito, deverão ser novamente programadas para o conjunto de obras a ter andamento normal, até que a folga orçamentária resultante se torne a mínima possível, diante da indivisibilidade dos projetos ("Processo de Minimização de Folgas").

A.4 - Procedimentos para Comparação Econômica entre Programas de Obras Resultantes de Distintas Filosofias de Critérios

Das digressões deste Documento, pode-se concluir que diante de restrições financeiras muito intensas se terá que recorrer a um processo de "Priorização de Obras" para ajustar a programação dos projetos com a disponibilidades orçamentárias, independentemente de se definir o programa de expansão para o curto prazo em base a critérios de desempenho relaxados ou não.

A questão que se coloca agora é "uma vez que se pode obter um ajuste da evolução do sistema ao teto de investimentos via critérios de desempenho rígidos ou relaxados, qual seria a melhor política a se adotar, uma vez que os programas de obras resultantes em cada caso podem apresentar diferenças importantes entre si?".

Para responder esta questão surge a necessidade de se executar uma cadeia de procedimentos, em que se compute, ao longo da avaliação das consequências econômicas de cada política, todos os custos envolvidos, vistos do lado da empresa ou da sociedade diretamente, buscando-se a solução que apresentar o menor custo global. O diagrama de blocos da Figura A.3 ilustra a cadeia de procedimentos proposta para lidar com a questão e, em seguida, se fornece mais detalhe sobre cada etapa esquematizada.

Trocando em palavras, a idéia dos procedimentos para comparação entre a filosofia de critérios relaxados e rígidos é de tomar como ponto de partida as "Necessidades de Adaptação dos Programas de Obras", obtidas por diferença entre o investimento previsto para o programa em análise, ano a ano, e a projeção em Teto Investimento para o mesmo ano, e realizar a adaptação do Programa de Obras de Expansão, compatível com os critérios (relaxados ou rígidos), ao teto preconizado, via processo de Priorização de Obras com "ajuste fino" de minimização de folgas.

Para esta comparação, que pode ser feita para um único cenário de mercado, previu-se também a possibilidade de uma avaliação multi-cenário, com critério de decisão baseado na "Matriz de Arrendimentos", conforme explicitado a seguir.

Assume-se, como ponto de partida, a disponibilidade de três cenários de mercado (Mercado Provável, Mercado Baixo e Mercado Alto, designados por M_P , M_B e M_A , respectivamente) aos quais se tenha atribuído, por algum critério, probabilidades de ocorrência. Para cada cenário de mercado procede-se à determinação de Programas de Obras para critérios de aferição de desempenho relaxados e rígidos, considerando que:

- . *a projeção de mercado para o primeiro ano do horizonte é idêntica para os três cenários;*
- . *a programação de obras para o primeiro ano deve ser estabelecida para as condições de contorno deste ano (teto e mercado), porém visualizando uma evolução da demanda via trajetória do mercado provável;*
- . *nos anos seguintes deve-se adaptar, na medida do possível, o programa de obras às novas condições de contorno preservando, evidentemente, a influência das decisões tomadas para o primeiro ano do horizonte;*
- . *as projeções de teto de investimento poderão ser distintas para cada cenário de mercado, tomando por base a mesma evolução preconizada para o PIB que subsidiou a cenarização da demanda.*

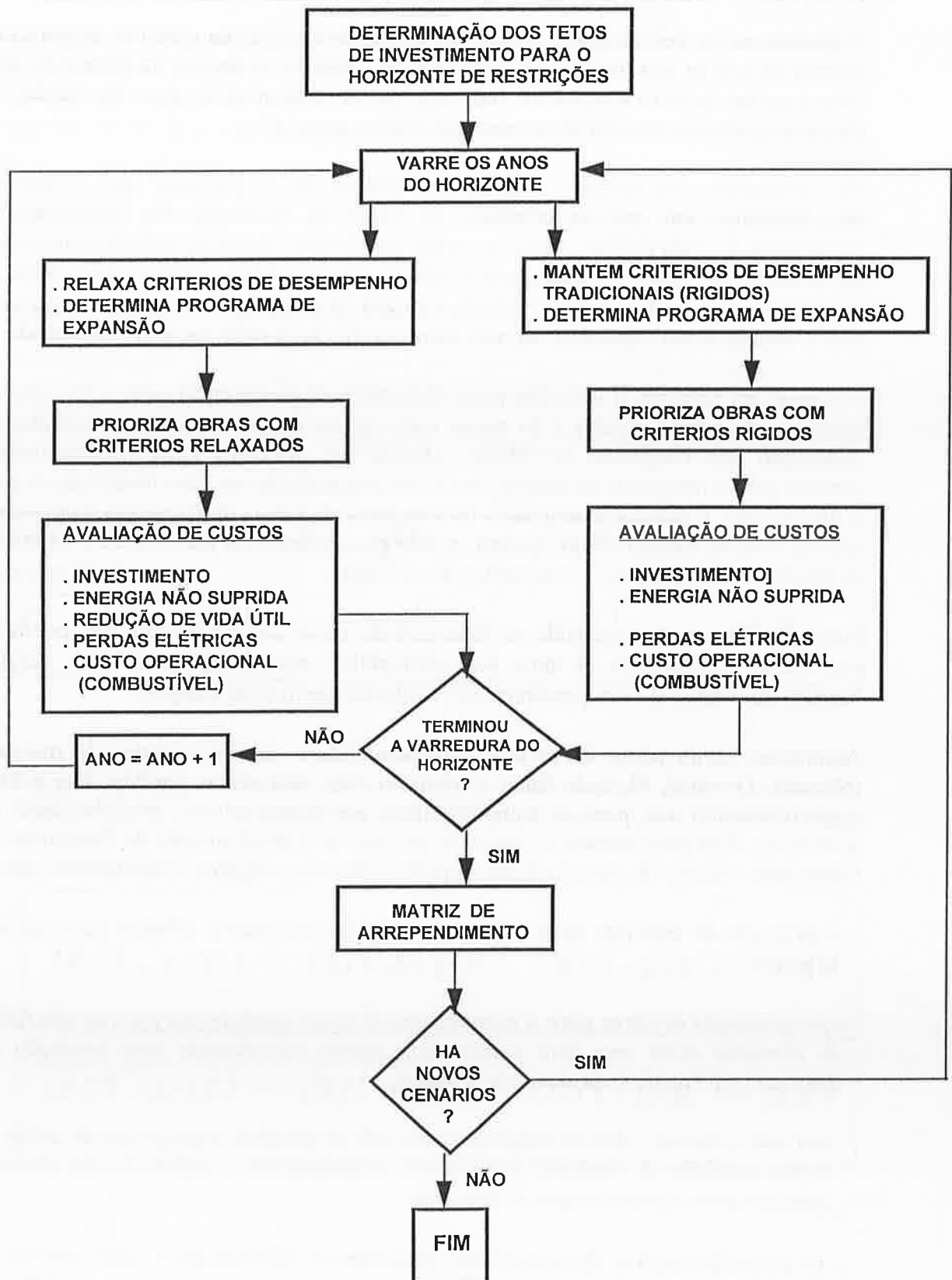


Figura A.3 : Comparação entre Filosofias de Critérios de Desempenho do Sistema

Aplicando-se os procedimentos da Figura A.3 para o conjunto de cenários especificados e coletando-se os resultados em forma tabular, obtém-se o que, na literatura do tema "Planejamento sob Condições de Incerteza" se convencionou chamar de "Matriz de Arrependimentos". O aspecto dessa matriz é indicado a seguir, aplicando-se a seguinte notação:

F_T = filosofia de critérios tradicionais (rígidos)

F_R = filosofia de critérios relaxados

$C_{Y/X}$ = custo total (Investimento, Energia não Suprida, Redução de Vida Útil, Perdas e Variação de Consumo de Combustível em Termoeletricas) do Programa de Expansão no horizonte de restrições financeiras, para o cenário indicado por "X" (pode ser P, B ou A) e filosofia de critérios indicada por Y (Y pode ser "T" - tradicional - ou "R" - relaxado).

M_X = cenário correspondente a "X", que pode ser "P" (provável), "B" (baixo) ou "A" (alto).

	M_B	M_P	M_A	Valor Esperado
F_T	C_{T/B}	C_{T/P}	C_{T/A}	V_{ET}
F_R	C_{R/B}	C_{R/P}	C_{R/A}	V_{ER}

Na coluna da direita indica-se o valor esperado do custo total relativo a uma dada filosofia de critérios, ponderando a ocorrência de cada cenário pela sua respectiva probabilidade. Assim, matematicamente pode-se escrever que :

$$V_{ET} = C_{T/B} \cdot P(B) + C_{T/P} \cdot P(P) + C_{T/A} \cdot P(A)$$

$$V_{ER} = C_{R/B} \cdot P(B) + C_{R/P} \cdot P(P) + C_{R/A} \cdot P(A)$$

onde:

$P(X)$ = probabilidade de ocorrência do cenário "X"

$$\sum_{X=A,B,P} P(X) = 1$$

Finalmente, a comparação entre os valores esperados dos custos globais associados às filosofias de critérios relaxados e tradicionais pode indicar qual a melhor solução para conviver com as restrições de investimento.

Por oportuno, convém enfatizar que embora se pudesse argumentar que as relaxações teriam sido viabilizadas uma a uma (por exemplo, no caso de transformadores se propôs uma análise de custo/benefício para aferir até onde se poderia deteriorar a vida útil do equipamento) por análises econômicas e então a solução mais econômica seria sempre a correspondente aos critérios relaxados, a conclusão deixa de ser trivial quando se aplica simultaneamente diversas relaxações e ainda se prioriza o programa de obras resultante.

Aliado a isto a avaliação multi-cenário, onde a flexibilidade de adaptação da expansão norteada por uma filosofia pode ser bastante distinta daquela da outra filosofia, justifica-se o enfoque de comparação via análise global que se acabou de sugerir.

5 - MAXIMIZAÇÃO DO CARREGAMENTO DE EQUIPAMENTOS EM AMBIENTE DE RESTRIÇÕES FINANCEIRAS

5.1 - Considerações Iniciais

Neste capítulo enfoca-se propostas de relaxamento dos critérios para determinação de limites de carregamento de Linhas de Transmissão e Transformadores de Potência. Neste sentido, o ponto de partida assume o diagnóstico dos atuais critérios de carregamento em vigor na prática de planejamento das empresas. Além disso, as propostas de relaxamento assumem que a determinação dos limites de carregamento dos equipamentos já esteja norteada de acordo com as propostas de revisão contidas no bojo de recomendações do Capítulo específico que trata deste assunto, no contexto dessa Tese .

5.2 - Relaxamento de Critérios para Determinação de Limites de Carregamento dos Componentes do Sistema

5.2.1 - Linhas de Transmissão

5.2.1.1 - Estabelecimento das Diretrizes de Relaxamento

De início, convém salientar que, no caso de linhas de transmissão, a redução de vida útil, como consequência de uma utilização maximizada em função de critérios mais relaxados, assume uma relevância muito menor do que no caso dos transformadores, posto que os incrementos de ampacidade a serem viabilizados tenderão sempre a esbarrar em restrições de segurança.

De fato, as restrições de segurança não podem ser relaxadas ou mesmo flexibilizadas, posto que as consequências de um relaxamento na segurança operativa não podem ser quantificadas economicamente e incluídas em uma análise de cunho técnico/decisório, já que as variáveis envolvidas são intangíveis. Assim, nas propostas que se seguem para um relaxamento nos critérios de carregamento de LT's dar-se-á pouca ênfase nos aspectos de redução da vida e os custos correspondentes, valorizando-se, em contrapartida, muito mais os aspectos relacionados à segurança operativa.

O modelo desenvolvido proporciona a simulação da operação de Linhas de Transmissão, levando em conta a distribuição de probabilidade de corrente nos condutores ao longo do dia, como também as distribuições de probabilidade de vento e temperatura ambiente. Como resultado, é possível obter os limites probabilísticos de carregamento da Linha de Transmissão, condicionados pelos riscos de descarga, em condição normal e de emergência.

i) Relaxamento no Nível de Conservadorismo para Fixação de Condições Ambientais

Partindo-se da premissa de que, a curto prazo, não se terá disponível no Setor um ferramental validado e consistido para avaliação probabilística de limites térmicos de linhas de transmissão, seja pelo tempo necessário à assimilação da modelagem e programa computacional e seja pelo tempo necessário à consolidação de uma base de dados ambientais, a idéia inicial seria relaxar os "fatores de segurança" hoje assumidos ao se fixar condições ambientais para avaliações de ampacidade sob enfoque determinístico.

Para tanto, as variáveis que mais diretamente influenciam o cálculo dos limites térmicos e que no âmbito dos critérios de natureza estrutural renovados ainda embutem elevada dose de conservadorismo em sua fixação, seriam a velocidade do vento e a temperatura ambiente.

*** Fixação da Velocidade do Vento**

Para fixação da velocidade do vento de forma mais realista que o valor usualmente assumido (2ft/sg ou 0,61 m/s), que equivale a ar praticamente parado, recomenda-se que imediatamente se inicie, no Setor, uma coleta de informações meteorológicas, junto aos órgãos competentes, com ênfase nos valores de velocidade de vento com nível de discretização de média horária. A partir dos dados coletados, deve-se submeter os valores históricos disponíveis, para as horas da ponta de carga dos sistema, a um tratamento estatístico adequado. Para tanto, propõe-se tentativamente ajustar, pelo método dos mínimos quadrados ou outro método de ajuste de curvas e verificação de aderência, distribuições estatísticas do tipo Log-Normal, Weibull ou Gumbell, que usualmente são as que melhor se ajustam a distribuições de velocidade de vento.

Estabelecido o ajuste de distribuição de probabilidades mais coerente com o conjunto de informações disponível, recomenda-se fixar como valor de velocidade de vento, para avaliação de limite térmico, o ponto caracterizado por uma permanência de 95% na curva de distribuição acumulada ou, em outras palavras, a velocidade de vento que é superada em 95% do tempo e que, portanto, caracteriza um risco de apenas 5% de que ocorram valores inferiores.

*** Fixação da Temperatura Ambiente**

Para o caso da temperatura ambiente, recomenda-se um tratamento estatístico dos registros de temperatura para os horários da ponta de carga (17 às 21 horas, por exemplo) e o período do ano em que ocorre a ponta anual de carga, construindo-se uma curva de permanência de temperaturas para estes horários.

Analogamente ao caso anterior, propõe-se fixar o valor de temperatura com 95% de permanência na distribuição de temperaturas (note-se que este método é muito mais seguro que a adoção pura e simples do valor médio, posto que este pode ter uma grande, e desconhecida, probabilidade de ser excedido, em decorrência do fato de que a variância da distribuição não é, em geral, conhecida).

*** Procedimento para Determinação dos Limites Térmicos**

De posse das variáveis ambientais fixadas em valores adequados, calcula-se os limites térmicos da linha de transmissão em consideração, para condição normal e de emergência, como sendo, respectivamente, os valores de corrente no horário de ponta de carga do sistema que, para as condições fixadas, elevaria a temperatura dos cabos condutores aos valores da temperatura de projeto da linha e da temperatura de emergência (observe-se que caso a LT apresente seu pico de carregamento defasado da ponta do sistema, deve-se empreender análise similar a quanto foi exposto, apenas alterando-se os horários para levantamento dos dados ambientais).

*** Procedimento de Aferição de Segurança**

Na medida em que se passe a calcular o limite das linhas de transmissão para condições ambientais menos rigorosas, aumenta naturalmente o risco de que se venha a ter os cabos abaixo das alturas de segurança preconizadas pela Normas competentes, na hipótese de ocorrência simultânea de **(i)** carregamento elevado na linha; **(ii)** vento correspondente a ar parado e **(iii)** elevada temperatura ambiente.

Posto que a infração das alturas de segurança envolve riscos de acidentes com pessoas nas proximidades da LT e a fixação de probabilidades aceitáveis, nesse caso, é uma tarefa complicada e de difícil convergência, assumir-se-á como premissa que não é aceitável ter os condutores abaixo das alturas de segurança quando as condições ambientais apresentarem severidades inferiores àquelas que se assumia anteriormente como critério.

Inicialmente deve-se determinar a região de viabilidade, no plano Temperatura Ambiente x Velocidade do Vento, na qual a ocorrência não simultânea de uma condição muito severa possa ser aceitável. Para tanto, **exemplificando com o caso da condição normal de operação**, deve-se empreender diversas simulações com o modelo de cálculo de limites térmicos, obtendo-se pontos da curva "Temperatura do Condutor = Temperatura de Projeto", para diversos pares de (Temperatura Ambiente; Velocidade do Vento). A Figura 5.1 que se segue ilustra a curva a ser obtida.

As simulações devem ser empreendidas sempre para corrente constante e igual àquela que foi determinada como **limite térmico de condições normais** para as condições ambientais extraídas das **curvas de permanência**, indicando pontos cuja ocorrência levaria os condutores a uma altura de segurança inferior à altura admissível em condições normais (temperatura, por conseguinte, superior à temperatura de projeto) os quais, dentro da visão que se está colocando, estariam em "região não viável".

Na prática, na realidade operativa do sistema, dever-se-ia estar sempre monitorando "on-line" as condições ambientais na área de interesse e sempre que se notar a ocorrência de pontos na região inviável, dever-se-ia imediatamente restringir o carregamento das linhas, via corte de carga, **aos valores de limite térmico não relaxado**. Dessa forma, o único risco que se estaria implicitamente aumentando em

período de restrições financeiras, seria o de restrição à demanda que, de qualquer modo, acabaria sendo elevado pela impossibilidade de executar no prazo todas as obras que manteriam o nível habitual de continuidade do suprimento.

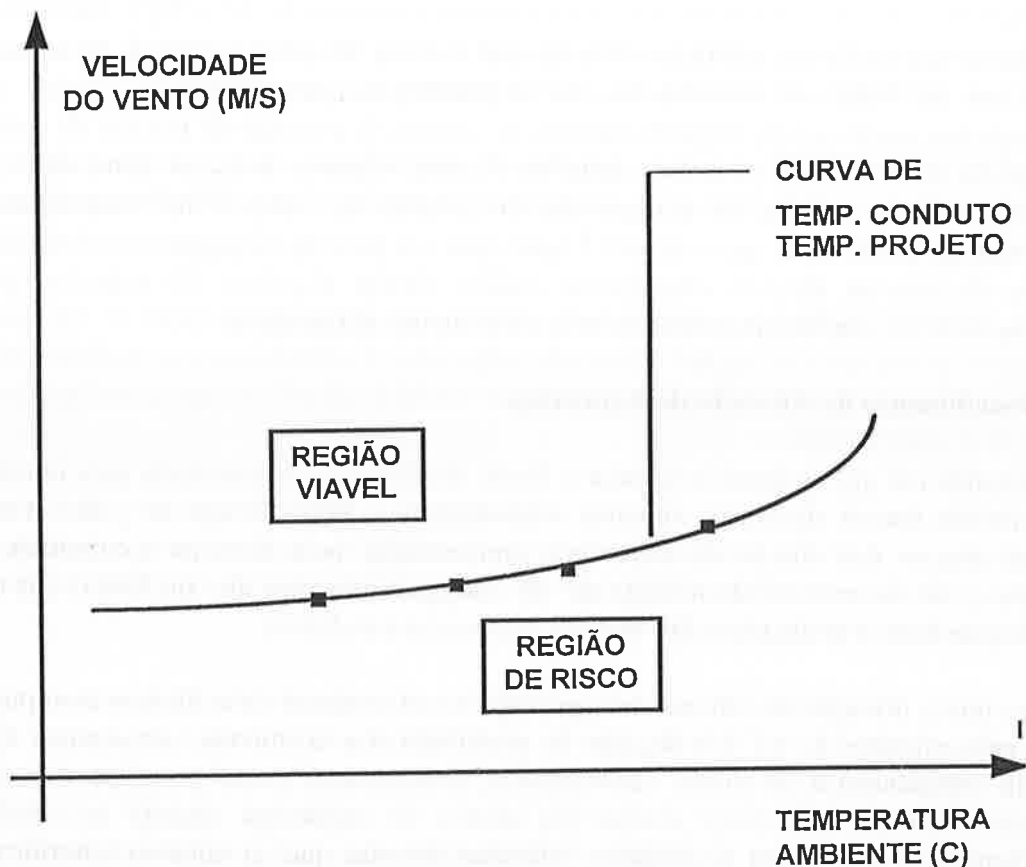


Figura 5.1 : Determinação da Região Viável no Plano das Condições Ambientais

Para o caso do **limite térmico de condições de emergência** se aplica exatamente a mesma metodologia e na ocorrência de emergências no sistema superpostas com pontos na região de "inviabilidade ambiental" para condição de emergência, a solução seria o corte de carga para reduzir os carregamentos ao nível dos limites térmicos não relaxados para condições de emergência.

Como recomendação final, destaque-se a conveniência de verificar os vãos críticos das linhas cujo carregamento possa estar condicionando a expansão do sistema e avaliar o custo envolvido em sua eliminação. Verificando-se um custo relativamente reduzido, convém implementar esta solução complementarmente às demais já discretizadas.

ii) Relaxamento na Configuração do Sistema

Por relaxamento na configuração do sistema entende-se a aceitação, já na fase de planejamento, de medidas de reconfiguração do sistema após a ocorrência de contingências na rede de transmissão.

A relação deste tipo de premissa com os limites térmicos de LT's surge pelo fato de que a reconfiguração do sistema viabiliza a utilização do chamado "limite térmico transitório", que tira proveito da inércia térmica (constante de tempo térmica) dos condutores, inércia que explica o fato de que o valor de temperatura de regime, para uma dada solicitação de corrente, leva vários minutos para ser atingido.

A aplicação do "limite térmico transitório" impõe que, antes, se proceda a uma classificação das contingências no sistema, distinguindo-se as contingências de curta e de longa duração.

Nesse contexto, define-se a abrangência da primeira classe de duração de tal forma a englobar as situações de regime resultantes logo após a perturbação e o desligamento de algum componente, antecedendo a tomada de medidas corretivas que permitam reduzir o nível de carregamento.

As contingências de longa duração contemplam, por conseguinte, as situações resultantes de defeitos permanentes nos componentes da rede e, para contornar seus efeitos, considera-se válida a utilização de todos os recursos de controle do sistema, excluindo-se o corte de carga corretivo.

Em caráter orientativo considera-se adequado um intervalo de 15 minutos para se proceder os ajustes no sistema, não se eximindo a conveniência de utilizar dados concretos disponíveis.

A classificação proposta se justifica considerando que, face à constante térmica dos condutores, é possível impor um carregamento bastante mais elevado em curto espaço de tempo, sem que a temperatura ultrapasse os limites estabelecidos.

Na prática, os limites térmicos transitórios podem contribuir para a solução de contingências de curta duração, com recomposição da condição normal em menos que 15 minutos, ou na solução de contingências de longa duração, em que operações de reconfiguração sejam viáveis nesse mesmo intervalo de tempo.

*** Procedimentos para o Cálculo de Limites Térmicos Transitórios**

Fixadas as condições ambientes de acordo com os procedimentos do tópico anterior, deve-se calcular o limite térmico transitório que, necessariamente, contempla os condutores submetidos, ao final do intervalo de tempo fixado, à temperatura de emergência da LT. Dado que o limite térmico é transitório, sua avaliação contempla a simulação de um fenômeno de aquecimento de condutores em regime variável, impondo-se como condição de contorno que a temperatura dos cabos, ao final do intervalo de simulação - que se recomenda estabelecer, por critério, em 15 minutos - atinja a temperatura de emergência da LT em análise.

Convém salientar que no cálculo do carregamento de curta duração deve ser empreendido um estudo de aquecimento detalhado, com o equacionamento térmico expresso em termos de equações diferenciais.

iii) Epílogo

As demais recomendações relevantes dizem respeito à procedimentos a serem adotados nos projetos e, portanto, não são sujeitos à relaxamento por influência de uma conjuntura passageira.

De fato, um parâmetro de projeto influi no desempenho da LT, ao longo de toda a sua vida útil e não somente no período em que se impõe uma utilização anormal do sistema. Desse modo, face a estas recomendações não se relacionarem ao tema central desta Tese, as mesmas não serão aqui repetidas, diferentemente do caso das diretrizes e critérios anteriormente focados, que tem relação direta com o limite de carregamento que se pode admitir para a LT e podem ser relaxados conjunturalmente e depois reconduzidos ao nível de exigência usual.

5.2.1.2 - Aperfeiçoamento no Enfoque de Avaliação de Limites Térmicos de LT's

Uma evolução sensível no cálculo de limites térmicos de linhas de transmissão, possivelmente com ganhos para o dimensionamento econômico do sistema que superem por margem expressiva as providências de relaxamento, será, sem sombra de dúvida, obtida após a transição do enfoque determinístico de abordagem do problema, para o enfoque probabilístico, estar completa, o que se espera acontecer a médio prazo.

A base conceitual e as linhas mestras de desenvolvimento de modelagem probabilística foram estabelecidas no corpo do Capítulo que trata de Limites Térmicos, dispensando maior aprofundamento da questão neste item.

No contexto de uma concretização de uso da filosofia probabilística para aferição dos limites térmicos de LT's, a distinção a se estabelecer, para uso em conjuntura de restrições financeiras, diz respeito à curva de distribuição dos carregamentos da linha em análise ao longo do ano.

Convém lembrar que no roteiro de cálculo constante do Capítulo 3, que abordou o tema de Carregamento de Linhas de Transmissão, propôs-se, simplificada e conservativamente, a utilização de valores fixos para as correntes de solicitação para condição normal e de emergência. A nível de um relaxamento de exigências, sugere-se levantar as curvas de distribuição de probabilidade das correntes normal e de sobrecarga a utilizar no processo. O levantamento dessas curvas impõe simulação de todo o sistema, pois os fluxos em uma determinada linha, em geral, são função do estado da rede em termos de configuração/carga/despachos de geração, inviabilizando processos manuais de avaliação.

Assim, sugere-se a utilização de um Programa de Confiabilidade Global adequado, o qual possua facilidades para geração de curvas de densidade de probabilidade de fluxos em qualquer conexão da rede que se venha a selecionar (como é o caso do Programa “PACOS”, disponível na CESP e desenvolvido sob coordenação do autor [Ramos, D.S.; Robba, E.J. ; et al. ; 1992] ou [Ramos, D.S. ; 1988]) .

Cumprе enfatizar, novamente, que o desenvolvimento de ferramental e uma base de dados apropriada será fundamental para permitir às concessionárias aferir toda a potencialidade das metodologias e critérios que se vem discutindo, para municiar as empresas de um suporte técnico que permita uma adaptação consciente à nova conjuntura do Setor Elétrico.

5.2.1.3 - Comentários Finais

Os critérios para a análise de carregamento de LT's visualizaram uma maximização da utilização do sistema existente e planejado a curto prazo, perseguindo-se, em última análise, uma redução acentuada dos investimentos de ampliação do sistema. Assim, foram fixadas condições ambientais mais realistas e menos conservativas para avaliação dos limites de carregamento, agora função do período do dia em que se dá a ponta de carga da LT, assim como explorada a capacidade de sobrecarga de uma LT para regimes de curta duração. Em consonância com esta última característica do elenco de critérios, inclui-se medidas corretivas, a serem consideradas em planejamento, que englobam ações do tipo reconfiguração do sistema para alívio de carregamento de conexões sobre-solicitadas.

É importante enfatizar novamente que, no caso de linhas de transmissão, os limites ditados por razões econômicas, relativos à restrições associadas à manutenção da expectativa de vida útil, não são condicionantes do carregamento uma vez que os condicionantes impostos por razões de segurança são mais apertados. Para futuros projetos, vale enfatizar novamente a conveniência de padronização da temperatura de projeto das LT's para 75°C e a necessidade de previsão, no projeto, da possibilidade de operação da LT no patamar de 95°C em caráter de emergência. Nas situações em que se indicar problemas relativos a dificuldades com faixa de passagem, sugere-se estudar a viabilidade de implantação de linhas compactas.

Cabe lembrar, finalmente, que nas linhas de transmissão em EAT atravessando regiões com razoável densidade populacional, a tendência é que para definição da bitola dos condutores e/ou tipo de "bundle" prevaleçam as restrições relativas a interferências eletromagnéticas com o meio ambiente. Assim, se pode, em princípio, prognosticar uma folga relativa na rede de EAT destas regiões, associada a uma menor relevância da capacidade na obtenção de economias neste segmento de rede, uma vez que os condicionamentos ligados a interferência eletromagnética tende a impor secções condutoras, por fase, com capacidade de transporte superior àquela que seria necessária do ponto de vista estrito da rede de transmissão.

Para o caso da rede de subtransmissão, onde a avaliação de limites térmicos é extremamente relevante, recomenda-se o levantamento dos vãos críticos das linhas mais solicitadas da rede, estudando-se concomitantemente soluções de engenharia para eliminação desses vãos, cotejando-se dentre outras possibilidades, o alteamento de condutores, a inserção de estruturas intermediárias, raspagem do solo e troca de cadeias de suspensão por cadeias de semi ancoragem.

5.2.2 -Transformadores de Potência

5.2.2.1 - Estabelecimento das Diretrizes de Relaxação

Diferentemente do caso das linhas de transmissão, dado que neste caso não há riscos envolvendo a segurança de seres humanos, a redução de vida útil e os custos associados, se constituem nos aspectos mais importantes a serem considerados quando se propõe a utilização de práticas operativas que levem a uma maximização no carregamento das unidades transformadoras.

Este fato impõe uma quantificação econômica adequada das consequências em se submeter os equipamentos, premeditadamente, a solicitações que possam reduzir sua durabilidade. Para o caso dos transformadores, a discussão a respeito da fixação de condições ambientes realistas foi remetida ao dimensionamento do sistema em conjuntura econômica favorável, não se constituindo, portanto, em item que se possa explorar em uma política de relaxamento.

A redução de vida útil pode ser importante, na obtenção de maiores limites de carregamento, quando as restrições térmicas não forem condicionantes, como por exemplo casos de mercado com elevado fator de carga; correlações desfavoráveis entre ciclos de temperatura ambiente e os ciclos de demanda; parâmetros fora da faixa usual de especificação; etc.

A consequência do relaxamento das restrições de envelhecimento centra-se na necessidade futura de antecipação na substituição do equipamento, com custos econômicos eventualmente elevados, em troca do alívio financeiro obtido no presente, quando se convive com severas restrições orçamentárias. A metodologia é resumida a seguir.

- (a) *Assuma limites de carregamento para os transformadores, baseados nos critérios de planejamento vigentes.*
- (b) *Avalie índices de confiabilidade para o sistema, especialmente a “Energia Não Suprida”.*
- (c) *Simule a operação dos transformadores em análise, baseados no modelo de Aquecimento x Envelhecimento disponível, relaxando as restrições de temperatura do topo do óleo e ponto mais quente dos enrolamentos. Obtenha a redução esperada de vida útil e os limites de carregamento com restrições relaxadas.*
- (d) *Avalie os índices de confiabilidade do sistema, considerando agora os limites relaxados de sobrecarga.*
- (e) *Calcule o custo anual equivalente devido à substituição precoce de unidades transformadoras no sistema e os benefícios anuais equivalentes (custos negativos) associados com a redução da Expectância de Energia Não Suprida.*

(f) Se os custos de substituição forem maiores que os benefícios, aumente a expectativa de vida útil dos transformadores e vá para (c), agora considerando a expectativa de vida útil do equipamento como um dado de entrada. Caso contrário, vá para (g).

(g) Se a diferença entre benefícios e custos passou por um máximo, pare. Caso contrário vá para (c).

É importante salientar que a metodologia proposta requer uma intensa interação entre os modelos de simulação de performance dos equipamentos e o modelo de avaliação de confiabilidade composta, de vez que os benefícios devem ser avaliados do ponto de vista do sistema global .

Conforme enfatizado de início, é oportuno lembrar que, nesse caso, as frentes que se visualizam para introduzir um abrandamento de exigências dizem respeito a restrições térmicas, expectativa de vida útil e consideração de medidas corretivas para viabilizar o uso da capacidade de sobrecarga de curta duração, a seguir individualmente enfocados.

i) Relaxamento das Restrições Térmicas

Para análise do limite de carregamento em condição normal de operação, sugere-se relaxar o atual critério, sumarizado no Capítulo 2, passando a vigorar as condições correspondentes a **sobrecargas planejadas**.

Nesse caso, o carregamento máximo para **condição normal de operação** não mais se restringiria ao valor de placa do equipamento, mas poderia alcançar até **120% do valor de placa**, com o último estágio de ventilação forçada ligado, desde que:

- A temperatura do topo do óleo não exceda, em nenhum momento, o patamar de 100°C para transformadores de 55°C ou 110°C para o caso de transformadores de 65°C.
- A temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos não exceda 110°C, para transformadores de 55°C ou 120°C para o caso de transformadores de 65°C de elevação média de temperatura dos enrolamentos sobre o óleo.

O envelhecimento contabilizado deve ser tal que a perda de vida anual relativa não supere a unidade, de modo a não haver redução na expectativa de vida útil.

Para o caso de sobrecargas aplicáveis em situação de **contingência de longa duração**, os aspectos de redução de vida útil (envelhecimento) serão tratados em tópico específico, sendo as restrições térmicas relaxadas para os seguintes patamares:

- Temperatura máxima para o **topo do óleo de 110°C** e temperatura máxima para o **ponto mais quente dos enrolamentos de 140°C**, independentemente do tipo de transformador (55°C ou 65°C).

Em nenhum caso a sobrecarga máxima pode ultrapassar o nível de **50%** do valor de **placa** com ventilação forçada plena.

ii) Relaxamento na Configuração da Rede

Neste contexto, analogamente a tudo quanto se definiu no tópico relativo a linhas de transmissão, entende-se por relaxamento na configuração da rede a possibilidade de utilização de manobras de reconfiguração de rede e/ou remanejamento de cargas já no nível de planejamento. Para o caso de transformadores, no entanto, pode-se incluir como viáveis todas as manobras que operativamente se possa concretizar em **até 1/2 hora**, o que pode permitir a inclusão de alguma(s) manobra(s) não viabilizada(s) para o caso das linhas de transmissão, onde o tempo de chaveamento não pode exceder **15 minutos**.

Norteando-se pela diretriz da possibilidade de manobras a nível das redes de subtransmissão/transmissão e/ou distribuição para reduzir solicitações decorrentes de **emergências em um tempo de até 30 minutos**, viabiliza-se a utilização dos critérios de sobrecarga de curta duração para os transformadores, a ser considerada com as seguintes restrições associadas:

- Temperatura do topo do óleo idêntica ao caso de sobrecarga de longa duração.
- Temperatura máxima do ponto mais quente dos enrolamentos de **140°C**, para restrições financeiras contornáveis sem corte de carga, e de **150°C a nível do planejamento da operação**, em situações em que a defasagem entre a oferta da configuração e a demanda do mercado atinja ponto tal que, com as medidas de relaxamento já preconizadas, ainda se tivesse que recorrer a cortes de carga no horário de ponta do sistema, quando da ocorrência de emergências.

O nível de **carregamento máximo** dos transformadores **em regime de curta duração** não deve ultrapassar **150% do valor de placa** para as restrições financeiras mais brandas, aceitando-se o risco de operar com sobrecargas de até **70% do valor de placa**, com ventilação forçada plena, para o caso de restrições que impusessem cortes de carga como solução, **já no nível do planejamento da operação**. Note-se que se está hipotizando uma situação em que as restrições financeiras condicionaram de tal forma o Programa de Expansão, que mesmo dentro de uma ótica de critérios de desempenho relaxados ainda se teria que promover cortes de carga, quando de contingências, em diversos pontos do sistema devido à ativação de restrições de tensão mínima, carregamento de linhas ou transformadores.

Assim, ao se relaxar ainda mais a exigência para transformadores poderia se tornar possível, eventualmente, contornar a postergação do comissionamento, no curto prazo, de uma ou mais unidades, viabilizando recursos para uma obra para suporte de tensão, por exemplo, com resultado líquido expresso por uma menor probabilidade de corte de carga no sistema.

Valem ainda, três observações quanto a sobrecargas de curta duração, que seriam:

- Necessidade de recalibração dos relés de sobrecorrente dos transformadores **que se admitir com possibilidade de operar com 70% de sobrecarga**, ou seja, carregamento de 170% do valor **de placa** do equipamento.
- Nas situações em que o carregamento de uma SE estiver constringido pela limitação relativa a contingências de longa duração, deverão ser promovidas simulações a partir de uma condição normal com carregamento reduzido na SE, estabelecido como:

$$P_{MT} = \frac{(N-1) P_{LD}}{N}$$

(5.1)

onde:

P_{MT} = potência máxima, por unidade transformadora, para condição normal de operação.

P_{LD} = limite de sobrecarga de longa duração, por unidade transformadora.

N = número de unidades transformadoras da SE.

- **As condições de relaxamento mais arrojadas, envolvendo temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos superior a 140°C e nível de sobrecarga superior a 50% do valor de potência de placa dos equipamentos, reserva-se, conforme enfatizado, ao uso do âmbito do planejamento da operação.** Esta utilização deve contemplar situações incontornáveis por outros meios, tais como (i) atrasos irrecuperáveis de obras; (ii) contingências duplas oriundas da superposição de manutenções programadas com falhas de equipamentos ou mesmo superposição de situações de falhas; (iii) crescimento instantâneo do mercado por aproveitamento de capacidade ociosa na indústria, em resposta a algum estímulo importante proporcionado pela política econômica do Governo.

iii) Relaxamento na Expectativa de Vida

Em determinadas situações práticas, o relaxamento das restrições térmicas pode vir a, por si só, não surtir o efeito desejado em termos de aumento da capacidade de

sobrecarga dos transformadores, em consequência do perfil da curva de demanda, que pode exibir um elevado fator de carga, e/ou ainda devido a correlações desfavoráveis entre os ciclos de temperatura ambiente e os ciclos das solicitações de carregamento.

Esta possibilidade, bastante discutida no Capítulo 2, é indicativa de situações onde as restrições consideradas para o fenômeno de envelhecimento estão a preponderar sobre as restrições de temperatura máxima, tornando inócuos os esforços de produzir uma maior capacidade de carregamento via liberação das restrições térmicas.

As restrições térmicas, no contexto desta Tese, foram flexibilizadas de modo cauteloso, visando não aumentar significativamente os riscos de danificação nos equipamentos. De fato, a seleção do valor máximo de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em 140°C, para sobrecargas de longa duração e, em primeira instância, também para sobrecargas de curta duração, assume condições operativas no limiar da formação de bolhas - que originam o fator de risco - ao menos para os níveis usuais de umidade da isolação. Assim, o relaxamento das restrições térmicas ainda pode ser visto como "algo tímido", já que não assume aumento expressivo de riscos; apenas assume uma redução do fator de segurança usualmente alocado a nível de planejamento.

O relaxamento das restrições de envelhecimento assume outra figura, pois suas consequências podem trazer alívio financeiro para o fluxo de caixa de empresa, em um primeiro momento, porém custos econômicos bastante elevados a médio prazo. Estas considerações recomendam reflexão antes de se estabelecer degradações nas restrições de envelhecimento, sugerindo que a decisão a ser tomada tenha respaldo de uma análise técnico/econômica quantitativa, cuidadosamente elaborada.

A idéia a ser explorada parte da consideração de que o envelhecimento perde o caráter determinante na limitação das sobrecargas admissíveis no curto prazo, condicionado por restrições financeiras, porém deve ter sua repercussão monitorada adequadamente, para evitar consequências econômicas desastrosas no futuro.

Assim, para estimativa da "vida útil reduzida" coerente com as restrições relaxadas de temperatura, sugere-se os seguintes procedimentos:

- Simulação com o programa de cálculo de Aquecimento x Envelhecimento de Transformadores, da opção de "carregamento em condição de emergência de longa duração" (o envelhecimento não é restritivo para sobrecargas de curta duração e nem é calculado para esta opção), considerando as restrições térmicas relaxadas e informando uma expectativa de vida útil bastante baixa (10 anos, por exemplo). Com estas condições de contorno, o limite de sobrecarga a ser obtido certamente não estará condicionado pelo envelhecimento e se constituirá no máximo carregamento admissível que não infringe limitações de temperatura do equipamento. No final da simulação resulta um nível de envelhecimento anual para condição normal e para os anos em que se simulam as contingências correspondentes às classes de duração informadas pelo usuário, permitindo calcular uma expectativa de vida útil associadas às restrições térmicas relaxadas, como segue.

- O Cálculo do envelhecimento anual médio deve ser efetuado por:

$$\overline{EA}_R = \frac{100}{X} \quad (\%)$$

(5.2)

onde:

\overline{EA}_R = envelhecimento médio anual, em percentagem, para vida útil reduzida;

X = expectativa de vida útil reduzida, compatível com as restrições de temperatura relaxadas, calculado pela relação a seguir.

$$X = \frac{NC}{100 - \sum_{k=1} [F_k EA_{CE}(k) + F_k EA_{CN}]}$$

(5.3)

Na expressão anterior, o significado de cada parâmetro seria:

F_k = frequência de contingências da classe de duração "k" em "X" anos de operação, expressa por: $F_k = f_k \cdot X$, onde f_k é a frequência anual de contingências para a k-ésima classe de duração;

NC = número de classes de duração distintas em que o planejador subdividiu o universo das contingências;

EA_{CN} = envelhecimento médio anual, em percentagem, para condição normal de operação;

$EA_{CE}(k)$ = envelhecimento médio anual, em percentagem, para contingências pertencentes à k-ésima classe de duração.

Esta expressão resulta de fato de que se assume o consumo total da vida útil em X anos, valendo então a equação:

$$\sum_{k=1}^{NC} F_k EA_{CE}(k) + (X - \sum_{k=1}^{NC} F_k) EA_{CN} = 100$$

(5.4)

Calculada a expectativa de vida útil reduzida, refletindo a durabilidade esperada do equipamento se fosse utilizado com a intensidade inerente às condições de restrição relaxadas durante todo o tempo, deve-se estimar o custo de substituição precoce, característico de uma utilização muito intensa no curto prazo, correspondente ao horizonte das restrições financeiras, seguida de uma utilização normal até o final da vida útil.

Para tanto deve-se ter disponível também o envelhecimento médio anual correspondente à utilização normal, que deve ser obtido de uma simulação onde a expectativa de vida preconizada seja 30 anos e as restrições térmicas correspondam aos critérios de natureza estrutural (rígidos), designado por EA_N . Os procedimentos a seguir contemplam a estimativa do custo de substituição precoce, decorrente da utilização intensa no período de restrições financeiras.

- Inicialmente, deve-se calcular a expectativa de vida útil "Y" resultante da composição dos anos de operação intensiva e os anos de operação com nível de solicitação normal. Manipulando as expressões de envelhecimento de transformadores e utilizando a notação já definida neste tópico, obtém-se o seguinte sistema de equações a ser resolvido:

$$\overline{EA}_N \cdot NH_N = [100 - \overline{EA}_R \cdot NHR]$$

(5.5)

$$\overline{EA}'_N \cdot NH_N = (NH_N - \sum f_k \cdot NH_N) EA'_{CN} + \sum (f_k \cdot NH_N) EA'_{CE}(k)$$

(5.6)

$$Y = NH_N + NHR$$

(5.7)

Resulta:

$$NH_N = \frac{100 - \overline{EA}'_R \cdot NHR}{EA'_{CN} + \sum f_k \cdot [EA'_{CE}(k) - EA'_{CN}]}$$

(5.8)

onde:

EA'_{CN} = envelhecimento médio anual, em porcentagem, quando os equipamentos operam com nível normal de solicitação, sem contingências na rede.

EA'_{CE} = envelhecimento médio anual, em porcentagem, quando os equipamentos operam com nível de solicitação de emergência, com contingências na rede.

EA'_N = envelhecimento médio anual, em porcentagem quando os equipamentos operam com solicitação normal, correspondente ao período sem Restrições Financeiras severas.

EA'_R = envelhecimento médio anual, em porcentagem quando os equipamentos operam com a máxima solicitação, correspondente ao período de Restrições Financeiras.

NH_R = número de anos de horizonte de restrições financeiras em que se supõe os equipamentos da SE em questão operando de forma maximizada (assumido conhecido para o cálculo de NH_N).

NH_N = número de anos, ao longo da vida útil, em que os transformadores estariam operando com nível normal de solicitação.

- Em seguida, deve-se calcular o custo econômico decorrente da decisão de operar o equipamento em condições maximizadas durante o período de conjuntura econômica desfavorável, conforme segue.

- **Cálculo do custo anual equivalente a uma vida útil reduzida de "Y" anos.**

$$\boxed{CAEQR = I \cdot FRC(i, Y)}$$

(5.9)

onde:

I = investimento correspondente às unidades transformadoras da SE em análise;

$FRC(i, Y)$ = fator de recuperação de capital para taxa de atualização "i" e vida útil "Y".

$$\boxed{FRC(i, Y) = \frac{i(1+i)^Y}{(1+i)^Y - 1}}$$

(5.10)

- O cálculo do custo econômico de reposição antecipada pode ser expresso por:

$$\text{CRA} = \frac{\text{CAEQR}}{\text{FRC}(i,30)} - I \quad (5.11)$$

onde $\text{FRC}(i,30)$ denota o fator de recuperação de capital para vida útil usual de 30 anos.

Conceitualmente, a primeira parcela da fórmula do "CRA- Custo de Reposição Antecipada" fornece o custo de investimento equivalente (valor presente na data de referência econômica) quando se considera desembolsos equivalentes à uma amortização do equipamento em "Y" anos prorrogados até o horizonte de vida útil normal, ou seja, computando-se uma reposição ao final dos primeiros "Y" anos de operação. Subtraindo-se da primeira parcela o valor do custo do investimento do equipamento, tem-se o custo econômico de substituição precoce, lembrando-se que o investimento "I" corresponde também ao valor presente de uma série de custos equivalentes obtidos para uma amortização em 30 anos do capital aplicado nos transformadores da SE.

- O próximo passo na cadeia de procedimentos consiste em avaliar o benefício correspondente ao sacrifício imposto na durabilidade dos transformadores, mensurado pelo "Custo Evitado de Interrupção", correspondente à utilização maximizada dos equipamentos.

Para permitir este cálculo, devem ser empreendidos estudos de confiabilidade para as configurações do sistema durante o horizonte de restrições financeiras previsíveis (horizonte de curto-prazo), avaliando-se montantes de "Energia Não Suprida" anual para os transformadores operando, em alternativa, com os limites correspondentes às restrições relaxadas (incluindo envelhecimento) e as restrições rígidas do contexto estrutural.

Observe-se que o limite de carregamento para condição de emergência de longa duração, para restrições relaxadas, resulta automaticamente da simulação para cálculo da expectativa de vida útil reduzida "X" e envelhecimento para restrições térmicas relaxadas "EA_R" para cada SE em consideração.

Seja então:

$$\text{DENS}_k = \text{ENS}_N(k) - \text{ENS}_R(k) \quad (5.12)$$

onde:

$DENS_k$ = diferença de expectância de energia não suprida para o k-ésimo ano do horizonte de restrições financeiras.

$ENS_N(k)$ = expectância de energia não suprida para o k-ésimo ano do horizonte de restrições financeiras, com limites de carregamento de transformadores dados por restrições rígidas.

$ENS_R(k)$ = idem anterior, para o caso de restrições relaxadas.

A partir da terminologia já definida, o valor econômico do benefício da relaxação se escreve :

$$\text{BEN}_R = \frac{\sum_{k=1}^{NH_R} DENS_k \cdot CENS}{(1+i)^k} \quad (\text{US\$}) \quad (5.13)$$

onde:

$CENS$ = custo específico da energia não suprida, expresso em US\$/MWh, representando o custo de interrupção mais realista para a área de atendimento em tela.

Note-se que se pressupôs o cálculo do benefício global para todo o sistema, isto é, o benefício que contempla a política de relaxação como um todo, aplicada simultaneamente a todas as SE's onde se previa uma expansão.

Para comparar com este benefício e embasar uma decisão, impõe-se o cálculo do "Custo de Reposição Antecipada - CRA" para todas as SE's com expansão prevista para o horizonte de restrições, conforme indicado:

$$\text{CRA}_T = \frac{\sum_{k=1}^{NSE} \text{CRA}_k}{(1+i)^{DAK}} \quad (5.14)$$

onde:

CRA_T = custo de reposição antecipada total.

CRA_k = custo de reposição antecipada da k-ésima SE em consideração.

NSE = número de SE's em consideração.

DA_k = diferença entre o ano de entrada em operação previsto para o reforço de capacidade da k-ésima SE e o ano de referência econômica (Ano 0 ou ano correspondente ao ciclo de planejamento em andamento).

- Comparando custos e benefícios, deve-se adotar a política de relaxamento analisada se e só se o valor de BEN_R supera o valor de CRA_T .
- Na hipótese de que a política de relaxamento não se justifique, pode-se analisar de forma análoga hipóteses de relaxamento intermediárias entre o não relaxamento da expectativa de vida útil e o máximo relaxamento permitido pelas restrições térmicas, reiniciando a cadeia de procedimentos com a diferença de que, desta feita, a expectativa de vida útil reduzida passa a ser um dado do processo, fixando-se seu valor evidentemente acima daquele obtido com a política de relaxação máxima. Pode-se repetir esta análise, parametricamente, para alguns valores tentativos de expectativa de vida, até se obter uma solução de compromisso entre os custos e os benefícios, permitindo definir, por consequência, quais os limites de carregamento a serem utilizados para balizar a determinação das novas etapas do Plano de Expansão.

5.2.2.2 - Comentários Finais

A partir do trabalho desenvolvido e admitindo a implementação de suas propostas, pode-se redefinir **no contexto de critérios de planejamento relaxados**, o conceito de "Capacidade Firme" de uma SE, como:

"Capacidade Firme de uma subestação é o máximo carregamento admissível no horário de ponta da SE, de tal forma que este carregamento não ultrapasse o limite de carregamento para condição normal de operação, quando todas as unidades transformadoras estiverem em serviço e, quando de contingência em uma unidade, o carregamento nas unidades remanecentes não ultrapasse o limite de sobrecarga de longa duração relaxado, após efetivadas as manobras de remanejamento de carga cabíveis, assim como também não supere o limite de sobrecarga de curta duração relaxado durante a primeira 1/2 hora decorrida após a contingência".

Por oportuno, convém enfatizar a conveniência de as empresas do Setor envolverem-se com o desenvolvimento de uma base conceitual e ferramental correspondente, para avaliação de limites de carregamento de transformadores e determinação de etapas de expansão de SE's, com enfoque totalmente probabilístico, visando lograr, a médio prazo, uma coerência absoluta entre os estudos de planejamento do sistema e os estudos específicos de avaliação de desempenho de equipamentos.

6 - METODOLOGIAS DE MAXIMIZAÇÃO DE CARREGAMENTO DE EQUIPAMENTOS E SUA REPERCUSSÃO NA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS : ALGUMAS APLICAÇÕES CONCRETAS AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO

Neste Capítulo estão condensadas algumas experiências práticas de aplicação do instrumental metodológico e de modelagem caracterizados nesta Tese e desenvolvidos diretamente pelo autor ou sob sua supervisão, refletindo o envolvimento com o tema ao longo dos últimos 15 anos . Os resultados obtidos atestam cabalmente que o potencial da metodologia e modelos de suporte é expressivo, permitindo explorar mais intensamente a capacidade de carregamento inerente aos equipamentos, com repercussão direta sobre o montante de investimentos necessário para a expansão do Sistema, sem que se introduza riscos inaceitáveis aos próprios equipamentos ou à segurança humana .

6.1 - Estudos de Aquecimento e Envelhecimento de Transformadores na Área da CESP

6.1.1 - Escopo da Análise

Os resultados que serão apresentados se referem a um dos Módulos do estudo de **“Determinação das Características Básicas das SE’s de Distribuição 138/13,8 kV da CESP e Estabelecimento da Política de Expansão Local do Sistema de Subtransmissão”**, que visou obter um projeto padronizado para as subestações de distribuição, que fosse adequado à fase de severas restrições orçamentárias que condicionava o desenvolvimento do POT - Programa de Obras de Transmissão, tornando urgente a necessidade de otimização da utilização das instalações . O suporte computacional utilizado deriva da modelagem para estudos do fenômeno de aquecimento versus envelhecimento de transformadores desenvolvido no Capítulo 2 .

Na área de concessão da CESP o atendimento às SE’s de distribuição 138/13,8 kV é feito normalmente em derivação das LT’s de 138 kV, circuito duplo, interligando duas subestações de transmissão, dotadas de abaixamento da rede de Extra Alta Tensão .

Nas SE’s terminais de transmissão, o esquema de manobra é elaborado e oferece a necessária flexibilidade operativa, sendo que, no entanto, nas SE’s de distribuição, a diretriz de implantação consistiu em utilizar um arranjo o mais simples possível, visando reduzir os custos de instalação e ampliação na rede de subtransmissão . A diretriz de Redução de Custos esbarra na restrição da qualidade de serviço oferecida ao consumidor; impondo que uma solução de compromisso ponderada pelas restrições seja viabilizada.

Assim, considerou-se adequado um estudo meticoloso do problema em tela, buscando-se estabelecer características básicas de especificação e projeto para as SE’s de distribuição, bem como uma política de expansão que permitisse otimizar a aplicação de recursos financeiros, sem violar os critérios operativos e de qualidade previamente fixados .

O estudo foi desenvolvido em diversas fases, incluindo-se uma etapa final de análise e coordenação dos resultados parciais de cada fase e sua conjugação com restrições acessórias não consideradas explicitamente nas análises levadas a termo até a etapa final.

Nesse tópico pretende-se focar os estudos de sobrecarga em transformadores, realizados a título de revisão e adequação dos critérios vigentes inicialmente, sendo que os estudos de padronização de arranjo de manobra e de capacidade instalada de transformação das SE's, como também os estudos de definição de políticas de instalação de transformadores, serão apresentados no Capítulo seguinte .

6.1.2 - Estudos de Aquecimento e Envelhecimento de Transformadores em Regime de Sobrecarga

Nesta fase do estudo foi feita uma análise de critérios de operação dos transformadores de força das SE's de distribuição da CESP, no tocante ao problema de envelhecimento e temperatura associados a regimes de sobrecarga, objetivando obter subsídios para a otimização de operação e planejamento deste tipo de subestação.

Efetivou-se uma análise de sensibilidade dos resultados em função da curva diária de carga e respectiva sazonalidade anual, baseada em simulações da operação dos transformadores em condições ambientais típicas da área de concessão da CESP, nas quais se obteve a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e o envelhecimento do isolamento hora a hora para todo o período de tempo simulado.

Dado que as características da carga são aproximadas, adotou-se o modelo simplificado de aquecimento e envelhecimento descrito em detalhe no Capítulo 2 desta Tese . Tal modelo se justifica posto que os diagramas de carga correspondem a aproximações que não impõem, por coerência, um modelo mais elaborado, que exigiria, por outro lado, o conhecimento ou estimativa de mais parâmetros que o modelo adotado.

Nas simulações considerou-se a hipótese de transformadores com circulação natural de óleo e ventilação forçada.

6.1.2.1 - Dados Utilizados

◆ Características da Carga

Foram efetuadas simulações para quatro tipos de carga distintas :

- Carga total média do sistema.
- Carga de área de atendimento Residencial-Comercial.
- Carga da área de atendimento Residencial-Industrial.
- Carga de área de atendimento Litorânea.

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

A título ilustrativo, apresenta-se nas TABELAS 6.1 e 6.2 as características diárias e sazonais da carga tipo residencial-industrial.

t (hora do dia)	S/P _d			t (hora do dia)	S/P _d		
	Dia útil	Sábado	Domingo		Dia útil	Sábado	Domingo
0 a 1	0,56	0,59	0,67	12 a 13	0,63	0,56	0,49
1 a 2	0,53	0,58	0,64	13 a 14	0,66	0,53	0,48
2 a 3	0,52	0,56	0,60	14 a 15	0,69	0,53	0,48
3 a 4	0,52	0,55	0,57	15 a 16	0,68	0,56	0,50
4 a 5	0,52	0,55	0,59	16 a 17	0,72	0,57	0,51
5 a 6	0,57	0,57	0,61	17 a 18	0,77	0,61	0,58
6 a 7	0,62	0,58	0,57	18 a 19	1,00	1,00	1,00
7 a 8	0,67	0,58	0,49	19 a 20	0,95	0,98	0,92
8 a 9	0,71	0,57	0,45	20 a 21	0,88	0,92	0,92
9 a 10	0,72	0,56	0,45	21 a 22	0,80	0,82	0,85
10 a 11	0,74	0,54	0,45	22 a 23	0,74	0,76	0,73
11 a 12	0,65	0,56	0,47	23 a 24	0,63	0,67	0,69

Tabela 6.1 : Curva de Carga Típica Residencial-Industrial

Mês	P _m /P _a	Mês	P _m /P _a	Mês	P _m /P _a
Jan.	0,40	Maio	0,89	Set.	0,92
Fev.	0,76	Jun.	0,82	Out.	0,86
Mar.	0,72	Jul.	0,87	Nov.	0,87
Abr.	0,72	Ago.	1,00	Dez.	0,49

P_m - Ponta do mês

P_a - Ponta anual

Tabela 6.2 : Sazonalidade da Carga Residencial- Industrial

Cumprе salientar que, dos diagramas típicos das cargas citadas, foram extraídas e adotadas nas simulações, apenas as formas do diagrama, sendo o valor de ponta uma variável do estudo conforme se reporta nos itens seguintes.

A carga média do sistema foi simulada com intuito de se obter um quadro da situação considerada mais desfavorável, para efeito de cálculo de sobrecargas admissíveis.

♦ **Temperatura Ambiente**

A partir da análise de dados disponíveis a respeito das condições de temperatura na área geográfica do sistema CESP, estabeleceu-se a relação funcional entre a variação da temperatura do ar de refrigeração dos transformadores e o instante de tempo considerado, com a sobreposição de um ciclo anual e um ciclo diário.

6.1.2.2 - Simulações de Aquecimento e Envelhecimento para Condições Normais e Sobrecargas de Longa Duração

Na modelagem assumiu-se uma relação entre perdas no cobre e perdas no ferro igual a 5, e admitiu-se a constante de tempo equivalente de variação da temperatura do óleo igual a 2 h.

Basicamente, de acordo com o modelo adotado, em regime estabilizado, sendo θ_a a temperatura do ar e θ_c a temperatura do ponto mais quente, tem-se :

$$\phi_c = \phi_a + \Delta\phi_b + \Delta\phi_c \quad (^\circ\text{C})$$

$$\Delta\phi_b = 55 \frac{1 + 5f^2}{1 + 5} \quad (^\circ\text{C})$$

(6.1)

$$\Delta\phi_c = 23f^{1,6} \quad (^\circ\text{C})$$

sendo f a relação entre a carga (potência ou corrente) e a potência nominal ou corrente nominal.

Em regime transitório, as variações de temperatura $\theta_a + \Delta\theta_b$ são afetadas por uma "constante de tempo" de duas horas, e $\Delta\theta_c$ supõe-se praticamente instantânea.

Tomou-se como "base" ou unidade de envelhecimento, durante determinado intervalo de tempo (fração de hora, dia, mês e ano) o envelhecimento, no mesmo período, de um transformador com temperatura do ponto mais quente igual a 98 °C, o que corresponde, segundo as hipóteses da IEC, a carga nominal constante, com temperatura ambiente 20°C, situação em que a vida útil de um transformador é, em condições usuais de óleo e umidade do isolamento, da ordem de algumas dezenas de anos.

Também de acordo com as hipóteses de norma, admitiu-se que a perda de vida "relativa" de um transformador, à temperatura θ_c é :

$$V = \exp(0,693. (\phi_c - 98) / 6) \quad (\theta_c \text{ em } ^\circ\text{C})$$

(6.2)

Foram calculados os diagramas de temperatura ϕ_c ao longo do dia, para os diversos meses, com um intervalo de integração numérica, Δt , igual a 6 minutos, para os quatro tipos de cargas.

A partir destes diagramas, calculou-se a perda de vida ou envelhecimento relativo em cada instante, t , médio em cada hora e médio em cada dia. Para o envelhecimento mensal, considerou-se uma ponderação em proporção 5:1:1 dos envelhecimentos em dia útil, sábado e domingo, respectivamente. O envelhecimento "relativo" anual foi considerado igual à média dos envelhecimentos mensais.

Com esta notação, por exemplo, um envelhecimento horário VH igual a 25, significa que durante esta hora a "perda de vida" do transformador é 25 vezes superior à perda de vida de um transformador que estivesse com o ponto mais quente do enrolamento a 98° C.

Foram realizadas simulações de alternativas de operação de um transformador, considerando as variações ao longo do dia e ao longo do ano. Considerou-se, em alternativa, uma relação entre a ponta anual P_a , e a potência nominal do transformador, P_n , variando de 1,00 a 1.50 pu, em degrau de 0,05 pu.

NA TABELA 6.3 apresenta-se um sumário dos resultados obtidos, explicitando-se os valores de temperatura máxima do ponto mais quente envelhecimento diário, mensal e anual, para as hipótese de carga consideradas.

P_a/P_n	$\theta_{m\acute{a}x}$ (°C)	$VD_{m\acute{a}x}$	$VM_{m\acute{a}x}$ (valor relativo)	VA (valor relativo)
1,00	87,8	0,0483	0,0375	0,0122
1,05	93,1	0,8822	0,0631	0,0182
1,10	98,8	0,144	0,110	0,0282
1,15	104,6	0,262	0,197	0,0452
1,20	110,8	0,489	0,366	0,0753
1,25	117,1	0,945	0,702	0,130
1,30	123,7	1,88	1,39	0,235
1,35	130,4	3,86	2,84	0,439
1,40	137,5	8,16	5,97	0,851
1,45	144,7	17,8	12,9	1,72
1,50	150,1	39,8	28,9	3,59

Tabela 6.3 : Valores Máximos de Temperatura do Ponto mais Quente e de Envelhecimento Diário, Mensal e Anual

6.1.3. Conclusões e Recomendações quanto a Critério de Operação e Planejamento para Condições Normais de Carga e para Contingências de Longa Duração

Os resultados obtidos demonstram a possibilidade de operação de transformadores das SE's de distribuição submetidos a uma sobrecarga importante, sejam em operação normal, seja devido à ocorrência de uma remoção de serviço de longa duração.

Na hipótese de diagrama de carga idêntico todos os anos, seria em princípio adequado um envelhecimento anual da ordem de 1, pois, nessas condições, a vida útil do transformador seria equivalente à um transformador submetido às condições nominais em permanência.

No quadro a seguir apresenta-se as relações entre ponta anual e potência nominal e a respectiva temperatura máxima atingida pelos enrolamentos, para envelhecimento relativo unitário. Apresenta-se ainda os valores da relação entre ponta anual e potência nominal P_a/P_n , que correspondem a uma temperatura máxima do ponto mais quente 140°C , e a perda de vida anual relativa VA correspondente.

Tipo de Diagrama de Carga	$\frac{P_a}{P_n}$ (VA = 1)	$\theta_{má}$ ($^\circ\text{C}$)	$\frac{P_a}{P_n}$ ($\theta_{Má} = 140^\circ\text{C}$)	VA
Residencial-Comercial	1,381	137,0	1,403	1,34
Residencial-Industrial	1,411	139,1	1,417	1,09
Litorânea	1,554	156,4	1,438	0,234
Total média	1,265	122,4	1,392	5,82

Verifica-se que, para as cargas de tipo residencial-comercial e residencial-industrial, a condição de temperatura máxima anual de 140°C é aproximadamente coincidente com a condição de perda de vida relativa anual unitária.

No que respeita a sobrecargas de longa duração, convém enfatizar que a limitação básica "perda de vida, com critério de "perda de vida" da ordem de 10% da vida útil total, para contingência de cerca de um ano, não pode ser inteiramente aproveitado dentro das hipóteses um tanto simplistas da norma IEC considerada, pois tal corresponderia a ser excedida a temperatura 140°C para o ponto mais quente.

Consequentemente, considerando o critério de não ser excedida a temperatura 140°C , a carga máxima em condições normais é aproximadamente igual ao carregamento máximo permissível em contingência de longa duração, para as cargas residencial-comercial e residencial-industrial, não havendo interesse prático em distinguir os dois valores, posto que isto permitiria auferir um critério de sobrecarga para contingências, de longa duração, muito pouco superior ao carregamento admissível em condições normais.

Para a carga tipo litorânea, o critério de perda de vida anual relativa unitária conduziria a uma temperatura máxima do ponto mais quente sensivelmente superior à admissível, implicando que, mesmo para condições normais, a restrição de temperatura máxima impera sobre a restrição de perda de vida.

Para exemplificar, suponhamos o caso do perfil da carga total média do sistema com ponta anual de 1,25 Pn, tendo-se em correspondência VA = 0,826.

Ao se admitir que, em trinta anos, ocorre uma contingência de longa duração (cerca de um ano), com ponta 1.39 Pn, limitada por $f_{m\acute{a}x} = 140^{\circ}C$, a "perda de vida" média dos transformadores em serviço será da ordem de :

$$(29 \cdot 0,826 + 1 \cdot 5,6) / 30 = 0,985$$

isto é, a operação com ponta anual 1,25 Pn durante 29 anos e 1,39 Pn durante um ano é aproximadamente equivalente a operar o transformador 30 anos em condições nominais, com θ_c constante e igual a $98^{\circ}C$. Resumindo a análise, optou-se por tomar como guias orientativos de planejamento da ampliação das SE's de distribuição da CESP, os seguintes critérios de carregamento :

- Em condições normais, sem contingência, a ponta anual de potência aparente (ponta de 15 min) deve ser inferior a K1 vezes os valores indicados no quadro que se segue.
- Em condições de contingência de longa duração (alguns meses a um ano), com diagrama de carga do tipo do diagrama normal, a ponta anual de carga alimentada por um transformador, deve ser inferior a cerca de K2 vezes a sua potência nominal, com K2, assumindo os valores do quadro a seguir.
- Em condições de contingência de duração da ordem de um dia, com diagrama de carga do tipo normal (à parte de um fator de escala), a ponta anual de potência aparente, por transformador, deve ser inferior a cerca de K3 vezes a potência nominal, com K3 discretizado no quadro a seguir.

Tipo de Carga	K1=CN	K2=LDL	K3=LDC
Residencial-Comercial	1,33 a 1,38	1,35 a 1,40	1,35 a 1,40
Residencial-Industrial	1,36 a 1,41	1,36 a 1,41	1,36 a 1,41
Litorânea	1,39 a 1,44	1,39 a 1,44	1,39 a 1,44
Total média	1,20 a 1,25	1,35 a 1,40	1,35 a 1,40

Obs.: As margens de sobrecarga para os casos contingência de muito longa duração e para duração da ordem de 1 dia são as mesmas devido ao fato de que as restrições de temperatura máxima estão preponderando sobre o envelhecimento.

Para uma análise mais rigorosa, em termos de planejamento, ou para estabelecer um critério detalhado de operação, há necessidade de se ter em conta outros fatores tais como :

- evolução da carga ao longo do tempo (taxa de crescimento anual);
- condições locais de temperatura;
- correlação entre carga e temperatura

sendo importante ainda obter simulações com um modelo de aquecimento e envelhecimento de transformadores mais detalhado que o adotado nos estudos .

6.1.4 - Simulação de Aquecimento e Envelhecimento para sobrecarga de Curta - Duração

Para o critério de utilização considerado anteriormente, e para os tipos de carga considerados neste trabalho, em condições normais, a temperatura do ponto mais quente do enrolamento é susceptível de atingir 140°C, ou valor ligeiramente inferior.

Em consequência, ao se pretender que, para as sobrecargas de curta duração, ainda seja respeitado o critério de temperatura máxima, não advém margem significativa para sobrecarga, em princípio, ao menos com a metodologia de cálculo "pessimista" da norma IEC, motivada basicamente pela não consideração das constantes de tempo de aquecimento dos enrolamentos em relação ao óleo, as quais são bastantes importantes em fenômenos transitórios de curta duração.

Na realidade, mesmo com metodologia de cálculo conservativa, são aceitáveis sobrecargas de curta duração, desde que antes da aplicação da sobrecarga se esteja, ou fora da hora de ponta anual, ou em anos em que a ponta anual seja inferior ao valor máximo, no caso de se considerar a taxa de crescimento anual da carga nos cálculos de aquecimento.

No que se segue se procurará estabelecer um critério "móvel" para sobrecargas de curta duração, no sentido de que tal critério seja enunciado em função de condições anteriores à aplicação da sobrecarga.

Para fixar terminologias, considera-se o transformador com uma determinada potência aparente P_1 , imediatamente anterior ao início da sobrecarga, e seja f_1 a relação entre o carregamento e a potência nominal. Seja ϕ_{c1} a temperatura do ponto mais quente do enrolamento imediatamente antes do início da sobrecarga, e seja θ_a a temperatura do ar de refrigeração, a qual se supõe constante durante a sobrecarga.

Suponha-se a seguir que, num determinado instante, caracterizado pelas condições anteriores, tem início uma sobrecarga de duração Δt , durante a qual a potência aparente do transformador se mantém constante no valor P_2 . Sendo f_2 a relação entre a sobrecarga e a potência nominal pode-se escrever :

$$\boxed{A = \phi_{c1} + 23(f_2^{1,6} - f_1^{1,6})} \quad (^\circ\text{C}) \quad (6.3)$$

$$B = \phi_a + 55 \frac{1 + 5f_2^2}{1 + 5} + 23f_2^{1,6} \quad (^\circ\text{C}) \quad (6.4)$$

onde, de acordo com o modelo adotado, "A" seria o valor da temperatura do ponto mais quente imediatamente após o início da sobrecarga e "B" seria o valor a que a temperatura do ponto mais quente tenderia se a sobrecarga e a temperatura do fluido refrigerante se mantivessem de valor constante durante um tempo infinito.

A partir da equação diferencial de variação de temperatura do ponto mais quente, é fácil demonstrar que, nas condições prescritas, tem-se :

$$\Delta t_{\max} = 2 \ln \frac{B - A}{B - 140} \quad (6.5)$$

onde Δt_{\max} é o intervalo de tempo, em horas, decorrido para a temperatura do ponto mais quente atingir 140°C, valor máximo admissível.

Utilizando a expressão apresentada, tem-se imediatamente a duração máxima da sobrecarga correspondente a não ser excedida, durante a aplicação da mesma, a temperatura 140°C no ponto mais quente do enrolamento.

Para exemplificar o estabelecimento de um "critério móvel" para sobrecargas de curta duração, considere-se as hipóteses anteriores para a carga tipo residencial-comercial e se fixe nas condições de "dia útil de agosto", que correspondem ao máximo anual de temperatura do enrolamento, pelo menos para valores elevados de Pa/Pn.

No quadro a seguir indica-se, em função da relação Pa/Pn, os valores de θ_c às 19 h e às 20 h, para o perfil de carga considerado .

$\frac{P_a}{P_n}$	θ_c (19h) (°C)	θ_c (20h) (°C)	$\frac{P_a}{P_n}$	θ_c (19h) (°C)	θ_c (20h) (°C)
1,00	89,16	88,83	1,30	124,94	125,54
1,05	94,56	94,36	1,35	131,69	132,47
1,10	100,18	100,13	1,40	138,65	139,64
1,15	106,04	106,13	1,45	145,84	147,03
1,20	112,12	112,37	1,50	153,25	154,66
1,25	118,42	118,84	-	-	-

Embora a carga considerada seja igual à ponta anual entre 18 h e 19 h, e, das 19 às 20 h, a carga seja igual a 0,95 vezes a carga da hora anterior, e a temperatura do ar seja menor das 19 às 20 h, que das 18 às 19 h, observa-se que, para

$$\frac{P_a}{P_n} > 1,12$$

a temperatura do ponto mais quente ocorre às 20 h, em virtude da inércia térmica do transformador e de, das 17 às 18 hs, a carga ser igual a 0,78 vezes a ponta.

Considere-se ainda um ano em que a ponta anual seja igual, em alternativa, a 110, 120, 130 ou 140% da potência nominal, e a hipótese de uma sobrecarga de duração Δt iniciando-se às 20 h do referido dia útil de agosto.

Conforme relação referida no item relativo a “Dados Utilizados”, $\theta_a = 19,4^\circ\text{C}$, e, pelas fórmulas relacionadas neste tópico, foram calculados os valores de $\Delta t_{\text{máx}}$ apresentados na TABELA 6.4, em função de f_2 .

P_a/P_n	f_1	f_2	$(\Delta t_{\text{máx}})$ (min)	f_r	P_a/P_n	f_1	f_2	$(\Delta t_{\text{máx}})$ (min)	f_r		
1,10	1,045	1,294	(∞)	1,322	1,20	1,140	1,294	(∞)	1,212		
		1,30	408	1,328			1,30	(369)	1,217		
		1,35	(165)	1,379			1,35	(133)	1,264		
		1,40	106	1,430			1,40	79,0	1,311		
		1,45	74,4	1,481			1,45	51,7	1,358		
		1,50	54,6	1,532			1,50	34,8	1,404		
		1,55	40,7	1,583			1,55	23,2	1,451		
		1,60	30,4	1,634			1,60	14,9	1,498		
		1,65	22,5	1,685			1,65	8,50	1,545		
		1,70	16,2	1,736			1,70	3,54	1,592		
		1,75	11,1	1,788			1,744	0	1,633		
		1,80	6,85	1,839			1,30	1,235	1,294	(∞)	1,118
		1,85	3,32	1,890					1,30	(303)	1,124
		1,90	0,323	1,941					1,35	84,8	1,167
		1,906	0	1,947					1,40	41,2	1,210
									1,45	20,7	1,253
									1,50	8,74	1,296
									1,55	0,870	1,340
							1,557	0	1,346		
			1,40	1,330	1,294	(∞)	1,039				
					1,30	116	1,043				
					1,338	0	1,074				

Tabela 6.4 : Duração Máxima ($\Delta t_{\text{máx}}$) de uma Sobrecarga de Valor Relativo f_2

Convém notar que, na hipótese de ausência de sobrecarga, se teria um carregamento, das 20 às 21 h, igual a 0,89 Pa. Desta forma, em termos "relativos", tomando como base a carga na ausência de sobrecarga das 20 às 21 h, a sobrecarga relativa f_r é traduzida por :

$$f_r = f_2 / \left(\frac{Pa}{Pn} \cdot 0,89 \right)$$

(6.7)

cujos valores constam da última coluna da TABELA 6.4 .

Assim, segundo todas as hipóteses admitidas, seriam admissíveis sobrecargas de curta duração traduzidas por um par de valores de f_2 e Δt válidas para as condições de partida consideradas.

Na ausência de estudos mais detalhados e tendo em vista limitações de caráter acessório, como por exemplo, restrições devido ao regulador de tensão ou transformadores de corrente e terminais, que têm menor constante de tempo, julgou-se prudente considerar a limitação adicional de que a sobrecarga de curta duração não exceda 160% da potência nominal do equipamento ($f_2 \leq 1,6$).

Finalmente, frise-se que com algum refinamento na modelagem do fenômeno, se pode auferir uma utilização otimizada das capacidades de sobrecarga de curta duração. Em tal refinamento se deveria considerar, na opinião do autor :

- *Representação detalhada das cargas, considerando inclusive seus aspectos estatísticos e de correlação com parâmetros atmosféricos .*
- *Modelo mais correto do comportamento do transformador.*
- *Consideração dos aspectos estatísticos da ocorrência de sobrecargas de curta duração.*
- *Consideração, no estabelecimento de critérios, de limitações de caráter acessório, conforme citado no parágrafo anterior.*

6.2 - Estudos de Aquecimento x Envelhecimento de Transformadores para o Sistema de FURNAS Centrais Elétricas

Dentro do âmbito de um trabalho de Dissertação de Mestrado [Bezerra, L.R. ; 1991], realizado sob orientação do autor e do ilustre Dr Carlos Medeiros Portela, foram efetivadas diversas simulações com o suporte do Modelo de Aquecimento x Envelhecimento de Transformadores descrito nessa Tese, focalizando situações reais do Sistema de FURNAS.

Os aspectos mais importantes dos resultados obtidos são apresentados nos tópicos a seguir.

6.2.1 - Comparação entre Enfoque Diário Pontual X Enfoque Anual

No Brasil, até muito recentemente, em estudos de planejamento e operação, as avaliações de carregamentos ou sobrecargas admissíveis em unidades transformadoras vinham sendo efetivadas em base à simulação da operação do equipamento no dia de ponta anual de carga da subestação onde está inserido, impondo-se a restrição de que a perda de vida útil (ou consumo de vida) no período simulado (24 horas) fosse no máximo idêntica àquela que se verificaria com o transformador operando no mesmo período, com temperatura do ponto mais quente constante e igual àquela que traduziria uma expectativa de vida mínima igual a 30 anos e condições ambientais padronizadas (temperatura ambiente constante e igual a 31 °C e 23 °C, para verão e inverno, respectivamente) - **Enfoque Diário** .

Tal procedimento é, conforme exaustivamente discutido no Capítulo 2 desta Tese, extremamente conservativo, além de não incorporar um tratamento para indisponibilidades de curta duração.

Posto que o envelhecimento da isolação sólida de transformadores é um fenômeno de característica cumulativa dentro de certos limites e tendo consciência da necessidade de explorar ao máximo as possibilidades operativas do sistema e, conseqüentemente, de seus componentes, inclusive para fazer frente às restrições orçamentárias em vigor, definiu-se como diretriz básica da metodologia de simulação quantificar e monitorar o envelhecimento da isolação em uma base anual - **Enfoque Anual** .

Objetivando apresentar a vantagem do estabelecimento da capacidade de suportar cargas com o cômputo do envelhecimento em um base temporal anual frente ao cômputo em base diária (pontual), apresenta-se, em seguida, as situações referenciadas anteriormente e que focalizam o sistema de FURNAS .

6.2.2 - Base Comum de Comparação

Para propiciar a análise comparativa a que se refere, faz-se necessário, em primeiro lugar, o estabelecimento de um critério qualquer de dimensionamento, como por exemplo o que impõe que a ponta de carga máxima da subestação em análise, em condição normal de operação, não deve exceder à ditada pela capacidade máxima de transformação para indisponibilidades de longa duração.

Formalmente, recai-se na equação reescrita a seguir :

$$PT = \frac{(N-1)LCE}{N}$$

(6.7)

onde :

PT = ponta de carga da unidade transformadora simulada

N = número de unidades instaladas na subestação.

LCE = limite de carregamento determinado para a condição de indisponibilidade de longa duração.

Nos casos estudados, a taxa de falha anual considerada por unidade transformadora, foi de $0,04 \text{ ano}^{-1}$, com indisponibilidade de 1 mês .

Com relação à temperatura ambiente considerada para o propósito de comparação, utilizou-se os valores típicos da região sudeste apresentados na Tabela 6.5 que se segue .

HORA (h)	VERÃO(1) (°C)	INVERNO (2) (°C)
1	27	20
2	26	20
3	26	20
4	26	20
5	25	20
6	25	20
7	26	20
8	27	22
9	28	22
10	31	23
11	32	23
12	33	23
13	33	26
14	34	26
15	34	27
16	34	23
17	33	23
18	32	22
19	31	22
20	29	21
21	28	21
22	28	21
23	28	20
24	28	20

(1) meses : agosto a março

(2) meses : abril a julho

Tabela 6.5 :Temperatura Ambiente Típica da Região Sudeste

Para os limites de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e de temperatura do topo do óleo, admitiu-se os valores orientativos indicados no Capítulo 2 .

Para a evolução da carga ao longo dos meses considerou-se os valores regionais para a região sudeste, indicados a seguir na Tabela 6.6 . Considerou-se o funcionamento contínuo e integral do sistema de arrefecimento, para os tipos construtivos. Os valores numéricos dos parâmetros utilizados para os tipos construtivos foram obtidos a partir de artigos publicados [WHITMAN & HOLCOMB; 1963].

MÊS	CARGA
JAN	0,89
FEV	0,91
MAR	0,93
ABR	0,96
MAI	0,98
JUN	0,99
JUL	0,99
AGO	1,00
SET	0,99
OUT	0,98
NOV	0,98
DEZ	0,98

Tabela 6.6 :Evolução da Carga ao Longo dos Meses (em p.u. da ponta anual)

6.2.3 - Casos Estudados

6.2.3.1 - Considerações Preliminares

Para permitir a obtenção de dados mais conclusivos procedeu-se a escolha de duas situações distintas em termos de solicitação térmica ditada pelos ciclos de carga, para uma mesma unidade transformadora, quais sejam :

i) Ciclo diário de carga com grande variação horária.

ii) Ciclo diário de carga com pequena variação horária.

Em seguida, a mesma análise foi estendida para transformadores distintos, em termos construtivos e até mesmo do fornecedor. Selecionou-se, então, dada a variedade disponível de dados, a transformação típica 345/138/13,8 kV - 150/150/50 MVA de FURNAS Centrais Elétricas S/A.

6.2.3.2 - Descrição dos Casos

Para cada transformador analisado (Fabricantes A, B, C e D) considerou-se o perfil diário **tipo 1** da TABELA 6.7 para representar o ciclo com grande variação horária, e o perfil **tipo 2** da TABELA 6.8, para o ciclo com pequena variação horária.

Estes perfis são típicos de subestações de suprimento e cargas residenciais e industriais, respectivamente. Não se considerou distinção entre as cargas de dia útil, sábado e domingo.

Para a carga do terminal terciário, para os casos com o perfil da TABELA 6.7, considerou-se a utilização de compensação reativa típica da TABELA 6.9. Para os casos com o perfil da Tabela 6.8, a carga de terciário foi considerada constante e igual a 5 MVA com fator de potência 0,8 indutivo correspondente a carga típica do serviço auxiliar.

Tabela 6.7 : Perfil Diário

Tabela 6.8 : Perfil Diário

Tipo 1 (em p.u. da ponta de carga diária) Tipo 2

HORA	CARGA
1	0,70
2	0,70
3	0,70
4	0,70
5	0,70
6	0,70
7	0,70
8	0,70
9	0,85
10	0,85
11	0,85
12	0,85
13	0,85
14	0,85
15	0,85
16	0,85
17	0,85
18	0,85
19	1,0
20	1,0
21	1,0
22	0,85
23	0,85
24	0,70

HORA	CARGA
1	0,90
2	0,90
3	0,90
4	0,90
5	0,90
6	0,90
7	0,90
8	0,90
9	0,95
10	0,95
11	0,95
12	0,95
13	0,95
14	0,95
15	0,95
16	0,95
17	0,95
18	0,95
19	1,00
20	1,00
21	1,00
22	0,95
23	0,95
24	0,90

Fator de potência = 0,8 indutivo

HORA	MVAr
1	-25
2	-25
3	-25
4	-25
5	-25
6	-25
7	-25
8	-25
9	-25
10	-25
11	-25
12	0

(+) - capacitor

HORA	MVAr
13	0
14	0
15	0
16	0
17	0
18	+30
19	+30
20	+30
21	0
22	0
23	0
24	0

(-) - reator

Tabela 6.9 : Compensação Reativa Horária

Não se cogitou a hipótese de modificações da carga do terciário, mesmo quando de indisponibilidades. Como se tratam de subestações de suprimento, não se considerou a ocorrência de perda de linhas de transmissão.

A título de esclarecimento, o transformador A é da classe de elevação de 65 °C. O sistema de arrefecimento do transformador D é composto por ventilação forçada (2 estágios), e os demais por circulação forçada de óleo e ventilação forçada. Todos são autotransformadores com terciário.

6.2.4 - Resultados Obtidos nas Simulações

As TABELAS 6.10 e 6.11 apresentam um resumo das simulações efetuadas para o enfoque anual e para o enfoque diário, respectivamente. Em todos os casos processados, o fator limitante foi sempre ditado pelo enrolamento comum.

De uma forma geral, os resultados obtidos com o enfoque anual indicam ser possível exploração adicional da capacidade dos transformadores comparativamente à exploração apontada pelo enfoque diário pontual. Nos casos simulados, o aumento conseguido na exploração da capacidade é da ordem de 8 a 10 % para o perfil de carga tipo 1 e da ordem de 10 a 20 % para o perfil de carga tipo 2.

Observando-se os resultados preliminares em detalhe, verificou-se uma aparente incoerência, posto que, quando o carregamento era limitado pela temperatura do ponto mais quente, os casos com o perfil de carga com grande variação ao longo do dia, apresentavam resultados inferiores aos dos casos com pequena variação. Isto se deve ao fato de que a carga considerada para o terciário, nos casos com pequena variação, atenua a corrente do enrolamento comum.

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

Transformador			Carga Máxima		Temperatura		Envelhecimento Médio Relativo
	Carga Tipo	Nt	Normal	Indisp.	Óleo	Enrol.	
A	1	5	1,004	1,256 (1)	73,9	120,0	0,603
	2	2	0,642	1,285(1)	76,7	120,0	0,195
		3	0,856	1,285(1)	76,7	120,0	0,490
		4	0,963	1,285	76,2	118,8	0,932
		5	0,995	1,224(2)	74,1	115,2	1,000
		6	1,001	1,204(2)	72,4	111,8	1,000
B	1	5	0,965	1,207(1)	79,1	130,0	0,289
	2	4	0,910	1,213(1)	83,4	130,0	0,454
		5	0,970	1,213(1)	83,4	130,0	0,729
C	1	5	0,927	1,159(1)	78,3	130,0	0,234
	2	4	0,900	1,200(1)	81,7	130,0	0,409
		5	0,960	1,200(1)	81,7	130,0	0,656
D	1	5	0,997	1,247(1)	76,6	130,0	0,270
	2	4	0,945	1,268(1)	80,0	130,0	0,401
		5	1,108	1,268(1)	80,0	130,0	0,636
A	1*	5	1,004	1,307(1)	75,1	120,0	0,534
B	1*	5	0,965	1,237(1)	81,5	130,0	0,269
C	1*	5	0,927	1,219(1)	79,6	130,0	0,205
D	1*	5	0,997	1,293(1)	78,2	130,0	0,236
A	1**	-	1,100	-	66,2	103,1	1,000
B	1**	-	1,125	-	74,4	118,9	1,000
C	1**	-	1,080	-	73,6	120,0	0,883
D	1**	-	1,165	-	72,4	120,0	0,963
A	2**	-	1,044	-	64,8	94,5	1,000
B	2**	-	1,049	-	71,9	109,7	1,000
C	2**	-	1,048	-	72,4	110,2	1,000
D	2**	-	1,106	-	71,3	110,0	1,000

Obs : (1) - Limite = enrolamento (2) - Limite = envelhecimento

(*) - Considerando, para o terciário, a carga do tipo 2

(**) - Sem considerar indisponibilidades

Tabela 6.10 : Enfoque Anual - Carga Máxima por Transformador

Transformador	Perfil Tipo	Carga Máxima	TTOL	TPMQ	ENV. MÉDIO RELATIVO
A	1	1,042	64,4	98,0	1,000
	2	0,979	61,4	88,0	1,000
B	1	1,068	71,9	112,0	1,000
	2	0,989	70,3	102,8	1,000
C	1	1,043	72,0	114,9	1,000
	2	0,990	68,9	103,1	1,000
D	1	1,110	70,3	114,0	1,000
	2	1,040	68,0	103,0	1,000

Tabela 6.11: Resumo de Casos - Enfoque Diário / Carga Máxima por Transformador (p.u.)

Para comprovar, alguns casos com grande variação ao longo do dia foram reprocessados considerando a carga do terciário idêntica à utilizada nos casos com pequena variação. Os resultados (Tabela 6.10) obtidos foram, conforme esperado, superiores aos dos casos com pequena variação .

Alguns casos adicionais foram também processados, objetivando avaliar a capacidade de transformação sem a consideração de indisponibilidade, para efeito de comparação com os casos obtidos pelo enfoque diário pontual. Os resultados apresentam-se, em média, 55% superiores aos obtidos com o enfoque diário.

Este fato, deve-se somente à consideração das variações mensais de carga e de temperatura ambiente, à parte de qualquer consideração acerca de ponderação de envelhecimento com os períodos de indisponibilidade. Evidentemente, o montante refere-se aos casos processados, no entanto, o benefício é incontestável.

Por outro lado, como os resultados com o enfoque anual são fortemente influenciados pela taxa de falha anual, bem como pela duração considerada para as indisponibilidades, estes últimos resultados podem ser considerados como mais restritivos em termos da otimização pretendida.

6.2.5 - Análise dos Resultados

A análise que se segue, visa dar uma idéia do ganho alcançado pela utilização da metodologia com enfoque anual, no que concerne ao dimensionamento da capacidade instalada, em relação à utilização da metodologia com enfoque pontual diário, em termos da postergação do reforço.

Sejam :

t_c = taxa de crescimento anual da carga (considerada como sendo fixa);

N = número de transformadores instalados (no mínimo igual a 2);

C_i = carga inicialmente suprida;

n = número de anos decorridos após a entrada em operação da carga inicial; e,

C_n = carga atendida no ano n , para a taxa t_c

Daí, pode-se estabelecer a seguinte relação :

$$\boxed{C_n = C_i \cdot (1 + t_c)^n} \quad (6.8)$$

ou, alternativamente :

$$\mathbf{n} = \frac{\ln(C_n) - \ln(C_i)}{\ln(1+t_c)} \quad (6.9)$$

A carga máxima suprida (C_{\max}), antes do reforço definido pelo critério de dimensionamento atrás estabelecido, pode ser formalizado como se segue :

$$\mathbf{C}_{\max} = (N - 1) \cdot L \quad (6.10)$$

onde :

L = limite de carregamento determinado pelo enfoque utilizado.

Para os enfoques anual e, pontual diário, a equação de carregamento máximo pode ser reescrita como :

$$\mathbf{C}_{\max-a} = (N - 1) \cdot L_a, e \quad (6.11)$$

$$\mathbf{C}_{\max-d} = (N - 1) \cdot L_d,$$

onde :

a - indica o enfoque anual

d - indica o enfoque diário

Trabalhando as equações anteriores, obtém-se :

$$\mathbf{n}_a = \frac{\ln(N - 1) + \ln(L_a) - \ln(C_i)}{\ln(1+t_c)} \quad (6.12)$$

e

$$n_d = \frac{\ln(N - 1) + \ln(L_d) - \ln(C_i)}{\ln(1 + t_c)}$$

onde :

n_a = tempo decorrido (em anos) até a necessidade de reforço para o enfoque diário;

n_d = tempo decorrido (em anos) até a necessidade de reforço para o enfoque diário .

Finalmente, é imediato obter a postergação do reforço que seria alcançado da utilização do enfoque anual ao invés do enfoque pontual diário, como se segue :

$$N_p = (n_a - n_d)$$

(6.13)

onde :

n_p = postergação obtida (em anos)

Desenvolvendo-se a equação anterior, chega-se a :

$$n_p = \frac{\ln(L_a) - \ln(L_d)}{\ln(1 + t_c)}$$

(6.14)

A TABELA 6.12 apresenta a postergação alcançada para os casos estudados, considerando-se taxas de crescimento anual de 3%, 7% e 20%. Note que, no caso do transformador A, e para o perfil de carga tipo 2, a postergação varia com o número de transformadores, porque o limite obtido pelo enfoque anual, a partir de 5 unidades instaladas, passa a variar com o número de unidades, em virtude do fator restritivo ter evoluído para o envelhecimento (confira com a Tabela 6.10).

Um outro ponto interessante a observar, refere-se ao fato de que, em sendo a limitação de carregamento, para condição de indisponibilidade, ditada por fatores outros que não envelhecimento, poder-se-ia estabelecer um critério de suprimento não garantido para a condição normal, tal que o limite anteriormente estabelecido não seja reduzido.

Esta é uma vantagem adicional do dimensionamento baseado na metodologia com enfoque anual em relação ao dimensionamento com enfoque diário pontual.

Transformador	Perfil Tipo	Nt	Postergação (anos)		
			tc=3%	tc=7%	tc=20%
A	1	Até 5	6,3	2,8	1,0
B		Até 5	4,1	1,8	0,7
C		Até 5	3,6	1,6	0,6
D		Até 5	3,9	1,7	0,6
A	2	Até 4	9,2	4,0	1,5
A		5	8,1	3,5	1,3
A		6	7,0	3,1	1,1
B		Até 5	6,9	3,0	1,1
C		Até 5	6,5	2,8	1,1
D		Até 5	6,7	2,9	1,1

Tabela 6.12 : Postergação de Reforço na Capacidade Instalada

É importante frisar que a análise de resultados efetuada prende-se, tão somente, às limitações ditadas pelos enrolamentos principais. A rigor, outras considerações devem ser levadas a termo, como por exemplo, as associadas aos comutadores de derivação em carga. Considerações desta natureza foram apontadas no Capítulo 2.

A análise dos resultados também indica que a ordem de grandeza encontrada em termos de postergação, a princípio, independe da individualidade de desempenho do transformador. Além disto, a postergação depende fortemente da taxa de crescimento e da solicitação térmica consideradas.

Das análises efetuadas, a principal conclusão a que se chega é que a utilização da metodologia com enfoque anual conduz a limites de carregamento significativamente superiores, em relação à metodologia com enfoque diário pontual.

6.3 - Estudos de Carregamento de Transformadores : Aplicação ao Sistema da LIGHT

Com o objetivo de avaliar o impacto da utilização da nova metodologia ao sistema LIGHT, foram pesquisados novos limites de carregamentos para unidades transformadoras instaladas na região Tijuca e determinado novo plano de obras para a região. A região Tijuca é atendida pelas seguintes subestações :

- Aldeia Campista - 2 x 40 MVA
- Rio Comprido - 3 x 20 MVA
- Uruguai - 3 x 20 MVA
- Leopoldo - 2 x 40 MVA

Estudos de planejamento realizados para a região Tijuca, considerando o critério de capacidade firme de 20 % (limite de carregamento normalmente considerado em sistemas de subtransmissão para condição de emergência simples) e uma taxa de crescimento de 4,5% indicaram o seguinte plano de obras para o período 1988/1999.

ANO	SUBESTAÇÃO	AMPLIAÇÃO (MVA)	REMOÇÃO (MVA)	NOVA (MVA)
1991	Rio Comprido	3 x 40	3 x 20	-
1994	Uruguai	3 x 40	3 x 20	-
2000	Sãens Pena	-	-	3 x 40

Tabela 6.13 : - Plano de Obras para a Região da Tijuca

As simulações efetuadas com o programa para a determinação de limites de carregamento em unidades transformadoras de dois enrolamentos apresentaram valores de carregamento máximo para emergência de longa duração na faixa de 127 % a 134 %. O fator limitante em todas as simulações foi a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos fixada em 115°C.

Em função dos resultados obtidos, foi elaborado novo plano de obras para a região Tijuca, apresentado na TABELA 6.14 a seguir .

ANO	SUBESTAÇÃO	AMPLIAÇÃO (MVA)	REMOÇÃO (MVA)	NOVA (MVA)
1991	Rio Comprido	3 x 40	3 x 20	-
1997	Uruguai	3 x 40	3 x 20	-
2002	Sãens Pena	-	-	3 x 40

Tabela 6.14 : - Plano de Obras segundo o Novo Critério

A TABELA 6.15 mostra os cronogramas de desembolso das obras e os respectivos custos atualizados. Como pode-se constatar, a utilização da metodologia apresenta uma economia da ordem de 15% em relação ao planejamento original.

6.4 - Valores Típicos de Carregamento para o Sistema Brasileiro

Finalizando as aplicações dos estudos de Aquecimento x Envelhecimento de Transformadores, fez-se uma análise de situações típicas do Sistema Brasileiro, na busca de valores que pudessem servir como guia orientativa para estudos de planejamento da expansão, onde não sejam realizados estudos de carregamento específicos .

Alternativa 1 (Valores em Cz\$ Mil)

IDENTIFICAÇÃO	ANO	INVESTIMENTO	TERRENO	TOTAL	VALOR ATUAL
RIO COMPRIDO	1989	4,375	0	4,375	4,375
	1990	22,205	0	22,205	20,186
	1991	1,992	0	1,992	1,646
URUGUAI	1992	4,375	0	4,375	3,287
	1993	22,205	0	22,205	15,166
	1994	1,992	0	1,992	1,237
SÃENS PENA	1998	6,697	7,000	13,697	5,809
	1999	34,009	0	34,009	13,112
	2000	4,558	0	4,558	1,598
TOTAIS		102,408	7,000	109,408	66,416

Alternativa 2 (Valores em Cz\$ Mil)

IDENTIFICAÇÃO	ANO	INVESTIMENTO	TERRENO	TOTAL	VALOR ATUAL
RIO COMPRIDO	1989	4,375	0	4,375	4,375
	1990	22,205	0	22,205	20,186
	1991	1,992	0	1,992	1,646
URUGUAI	1995	4,375	0	4,375	2,470
	1996	22,205	0	22,205	11,395
	1997	1,992	0	1,992	0,929
SÃENS PENA	2000	6,697	7,000	13,697	4,801
	2001	34,009	0	34,009	10,836
	2002	4,558	0	4,558	1,320
TOTAIS		102,408	7,000	109,408	57,958

Tabela 6.15 : - Cronograma de Desembolso das Obras

6.4.1 - Base de Dados para Estudos de Carregamento de Unidades Transformadoras

A Base de Dados utilizada em estudos de carregamento de transformadores é composta dos seguintes itens principais :

- *dados construtivos;*
- *limites operacionais;*
- *curvas de carga;*
- *curvas de temperatura ambiente;*
- *curvas de sazonalidade da carga e da temperatura;*
- *dados estocásticos (frequência e duração de contingências) .*

6.4.1.1 - Dados Construtivos de Unidades Transformadoras

Os dados construtivos das unidades transformadoras são os seguintes :

- potência nominal
- classe de elevação de temperatura média;
- tipo de equipamento;
- peso do núcleo mais bobinas;
- peso do tanque e acessórios;
- volume do tanque de óleo;
- perdas totais a plena carga;
- razão entre as perdas Joule e as perdas totais;
- elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura ambiente do topo do óleo para plena carga.

6.4.1.2 - Limites Operacionais

Os valores máximos aceitáveis de temperatura, para unidades de 55°C e 65 °C estão apresentados na tabela 6.16.

Tipo de Carregamento	Temperatura do Topo do Óleo		Temperatura do Ponto Mais Quente dos Enrolamentos		Duração (Horas)
	55°C	65°C	55°C	65°C	
Condição Normal	85°C (4)	95°C (4)	95°C (4)	110°C (4)	-
Sobrecarga Planejada	100°C (5)	110°C (1)	110°C (3)	125°C (3)	4 (6)
Emergência de Longa Duração	100°C (5)	110°C (1)	115°C (2)	130°C (3)	4 (6)
Emergência de Curta Duração	100°C (5)	110°C (1)	120°C (2)	140°C (3)	0,5 (7)

- OBS. :**
- (1) Conforme Normas ANSI e IEC .
 - (2) Valor considerado a partir de sugestões de FURNAS e CEPEL. Deverá ser efetuada pesquisa no CEPEL com vista a determinação da temperatura de formação de gases .
 - (3) Consequência de (1) e (2).
 - (4) Conforme [Portela, C.M. ; 1966] .
 - (5) Conforme informações da CEMIG .
 - (6) Duração típica da ponta de uma carga.
 - (7) Conforme Capítulo 3.

Tabela 6.16 : - Temperaturas Máximas

6.4.1.3 - Curvas de Carga e de Temperaturas Ambientas

Na ausência de curvas de carga específicas, utiliza-se uma curva típica, composta por três patamares, com as seguintes características :

- Carga pesada, com duração de 2 horas;
- Carga média, com duração de 11 horas;
- Carga leve, com duração de 11 horas.

A relação considerada entre a carga leve e a pesada é de 60% e o percentual entre a carga média e a carga pesada pode variar de 70% a 100 %.

A curva de carga considerada para unidades transformadoras de suprimento e de interligação de malhas regionais, tem um fator de carga de aproximadamente 70 %.

As sazonalidades de cargas típicas regionais utilizadas são apresentadas na Tabela 6.17.

MÊS	NORDESTE	SUDESTE	SUL
Janeiro	0,99	0,89	0,91
Fevereiro	0,93	0,91	0,92
Março	0,98	0,93	0,97
Abril	0,95	0,96	0,97
Maio	0,98	0,98	1,00
Junho	0,96	0,99	0,98
Julho	0,97	0,99	0,96
Agosto	0,97	1,00	0,93
Setembro	0,98	0,99	0,93
Outubro	1,00	0,98	0,94
Novembro	0,98	0,98	0,92
Dezembro	0,99	0,98	0,91

Tabela 6.17 : - Sazonalidade Típica da Carga

Para unidades transformadoras de interligação de sistemas utiliza-se uma curva de carga constante, ou seja, curva com fator de carga igual a 100 %.

Na indisponibilidade de curvas específicas de temperatura ambiente, utiliza-se curvas típicas regionais, conforme Tabela 6.18. As sazonalidades de temperatura são apresentadas na Tabela 6.19.

MÊS	NORDESTE	SUDESTE	SUL
Janeiro	36	34	29
Fevereiro	36	34	29
Março	36	34	29
Abril	32	26	20
Maio	32	26	20
Junho	32	26	20
Julho	32	26	20
Agosto	36	34	29
Setembro	36	34	29
Outubro	36	34	29
Novembro	36	34	29
Dezembro	36	34	29

Tabela 6.19 : - Sazonalidade Típica da Temperatura

REGIÃO	NORDESTE		SUDESTE		SUL	
	Verão	Inverno	Verão	Inverno	Verão	Inverno
01	27	23	27	20	20	12
02	26	23	26	20	20	12
03	26	23	26	20	20	12
04	26	22	26	20	19	11
05	25	22	25	20	19	10
06	25	22	25	20	19	11
07	26	22	26	20	20	11
08	27	24	27	22	22	11
09	29	25	28	22	22	12
10	31	27	31	23	24	14
11	32	28	32	23	25	16
12	33	29	33	23	27	18
13	33	30	33	26	28	19
14	36	31	34	26	28	19
15	36	31	34	26	29	20
16	36	32	34	23	28	19
17	35	31	33	23	28	19
18	34	30	32	22	27	17
19	33	28	31	22	26	16
20	29	26	29	21	24	15
21	28	26	28	21	22	14
22	28	25	28	21	21	13
23	28	24	28	20	21	13
24	28	24	28	20	20	13

Tabela 6.18 : - Curvas de Temperaturas Típicas (°C)

6.4.1.4 - Frequência e Duração de Emergências

Foram caracterizadas as emergências típicas e respectivas frequências e durações apresentadas na tabela 6.20 .

EQUIPAMENTOS	SITUAÇÃO/EVENTO	DURAÇÃO	FREQUÊNCIA
Unidades Transformadoras (Trifásicas ou Monofásicas)	Substituição :		
	- c/ reserva local	1 dia	0,3 vezes em
	- c/ reserva remota	1mês	30 anos
	- s/ reserva	1 ano	(p/ unidade)
Linhas de Transmissão	Queda de Torre	1 mês	0,3/ 30 anos (p/ 100 km)
	Defeito em Acessórios	1 dia	5,0 / 30 anos (p/ 100 km)

Tabela 6.20: - Valores Orientativos de Frequência e Duração.

6.4.2 - Resultados Obtidos nas Simulações

O âmbito de aplicação dos resultados se direciona para as situações onde não são conhecidos os parâmetros específicos das unidades transformadoras e das curvas de carga e de temperatura ambiente, sendo então que para estes casos se recomenda adotar os limites de carregamento de longa duração apresentados nas TABELAS 6.21 e 6.22, como também os limites de curta duração apresentados nas TABELAS 6.23 e 6.24 .

Para a condição normal não se recomenda carregamentos acima do valor nominal.

Essas Tabelas apresentam os valores limites de carregamento de longa e curta duração (expressos em percentual da capacidade nominal), obtidos de simulações com programa digital para unidades transformadoras de suprimento, interligação de malhas regionais e interligação de sistemas das regiões Sudeste, Sul e Nordeste.

Esses valores consideram tanto a perda de unidades transformadoras como a perda de linhas de transmissão, podendo ser adotados em estudos de planejamento para unidades de dois enrolamentos com características construtivas semelhantes e que estejam sujeitas as mesmas condições de carga e clima.

Os limites de carregamento de curta duração (1 hora) só deverão ser utilizados em estudos de planejamento quando forem visualizadas a adoção de medidas corretivas (remanejamento de cargas, abertura de linhas, redespacho de geração, etc) que permitam reduzir o carregamento das unidades transformadora até o limite de longa duração.

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

Região	Carregamento Máximo (%)
Sudeste	125
Sul	135
Nordeste	125

TABELA 6.21 - Limites de Carregamento de Longa Duração para Unidades de Suprimento e de Interligação de Malhas Regionais .

Região	Carregamento Máximo (%) (p/ fator de carga)		
	70%	80%	90%
Sudeste	125	110	100
Sul	135	120	110
Nordeste	125	110	100

TABELA 6.22 - Limites de Carregamento de Longa Duração para Unidades de Interligação de Sistemas

Região	Carregamento Máximo (%)
Sudeste	135
Sul	145
Nordeste	135

TABELA 6.23 - Limites de Carregamento de Curta Duração para Unidades de Suprimento e de Interligação de Malhas Regionais

Região	Carregamento Máximo (%) (p/ fator de carga)		
	70%	80%	90%
Sudeste	135	135	135
Sul	145	145	145
Nordeste	135	130	130

TABELA 6.24 : - Limites de Carregamento de Curta Duração para Unidades de Interligação de Sistemas

No caso de unidades transformadoras existentes, ou com parâmetros conhecidos, recomenda-se a utilização dos critérios e procedimentos estabelecidos no Capítulo 2 para a determinação de limites de carregamento de condição normal e de emergência de longa e curta duração.

Os valores da Tabela 6.21 estão determinados pela restrição de temperatura máxima no ponto mais quente do enrolamento. Deverão ser efetuadas pesquisas com vista a determinação da temperatura de formação de gases na isolação nas unidades transformadoras de 55°C.

Cabe ressaltar ainda que a consideração de tendência na sazonalidade de carga não representou diferenças significativas quanto aos limites de carregamento.

6.5 - Estudos de Determinação de Limites Térmicos de Linhas de Transmissão na Rede de 440 kV da CESP

6.5.1 - Escopo do Trabalho

Nesse tópico reporta-se um estudo realizado no âmbito do trabalho de Dissertação de Mestrado de [Bianchi Jr, A. ; 1991], que enfocou o caso real da rede de 440 kV da CESP. Os dados ambientais foram baseados nas condições reinantes na Região do Pontal do Paranapanema no Estado de São Paulo .

O condutor adotado para a análise foi o ACSR 636 MCM 26/7 ("Grosbeak"), sendo que as ocorrências de corrente de carga para o mesmo são consideradas em função de um valor básico I_d (800 A), cerca de 150 % da corrente considerada para uma temperatura de projeto de 60°C. Desta forma as ocorrências da corrente de carga são definidas por porcentagens de I_d , tendo associadas as respectivas probabilidades.

6.5.2 - Dados Utilizados

Os dados de entrada do caso teste são subdivididos de acordo com o objeto ao qual pertencem e se referem a valores médios horários, conforme discretizado no que se segue .

a) Dados de vento e de temperatura ambiente

O ângulo do vento para todos os valores é considerado como sendo de 90° (perpendicular ao eixo da linha de transmissão) .

Vv(km/h)⇒ Ta (°C) ↓	1.37	4.10	6.84	9.58	12.28	15.01	17.75	20.48
11	0.11	0.11	0.04	0.03	0.04	0.03	0.01	0.00
13	0.29	0.25	0.09	0.09	0.09	0.07	0.03	0.01
15	0.80	0.12	0.26	0.24	0.25	0.20	0.09	0.04
17	1.91	0.17	0.61	0.56	0.61	0.48	0.22	0.09
19	3.23	0.21	1.03	0.95	1.04	0.82	0.38	0.18
21	5.32	0.27	1.69	1.57	1.69	1.36	0.60	0.25
23	6.40	0.30	2.00	1.89	2.04	1.69	0.77	0.30
25	6.70	0.30	2.13	1.97	2.13	1.70	0.76	0.32
27	5.59	0.27	1.78	1.64	1.77	1.41	0.64	0.27
29	4.70	0.32	1.52	1.41	1.50	1.22	0.69	0.23
31	3.82	0.28	1.22	1.13	1.21	0.97	0.46	0.18
33	1.85	0.37	0.44	0.44	0.51	0.47	0.20	0.13
35	0.64	0.25	0.21	0.19	0.20	0.18	0.09	0.03

Tabela 6.25 : Distribuição de ocorrências simultâneas de Vv e Ta (%)

b) Dados de corrente de carga :

Corrente base (I_d) = 800 A.

I(A)	%
1.50 * Id	1.00
1.25 * Id	4.00
1.00 * Id	10.00
0.75 * Id	50.00
0.50 * Id	25.00
0.25 * Id	10.00

Tabela 6.26 : Distribuição de ocorrências de I (%)

c) Dados de irradiação solar

q_s (W/M ²)	%
0.00	45.83
152.50	8.33
335.31	8.33
538.99	8.33
741.81	8.33
906.96	8.33
912.56	8.33
1054.24	4.17

Tabela 6.27 : Distribuição de ocorrências de q_s (%)

d) Curvas médias diárias da corrente e da irradiação solar

Patamar horário	I (A)	q_s (W/m ²)
6 - 7 Hs	120	50
7 - 8 Hs	200	150
8 - 9 Hs	240	200
9 - 10 Hs	320	350
10 - 11 Hs	320	550
11 - 12 Hs	400	900
12 - 13 Hs	480	1050
13 - 14 Hs	400	950
14 - 15 Hs	400	600
15 - 16 hs	480	400
16 - 17 Hs	560	250
17 - 18 Hs	680	100
18 - 19 Hs	800	50
19 - 20 Hs	720	0

Tabela 6.28 : Curvas Médias diárias - I x q_s

Limites para consideração probabilística de I e q_s :

- Limite mínimo para corrente de carga : 0.00 A
- Limite mínimo para irradiação solar : 0.00 W/m²
- Limite máximo para corrente de carga : 480.0 A
- Limite máximo para irradiação solar : 400.0 W/m²

e) Valores padrões para o cálculo determinístico

- velocidade do vento : 2.20 km/h
- temperatura ambiente : 35.00 °C
- irradiação solar : 1000.00 W/m²
- temperatura do condutor-cond. normal : 60.00 °C
- temperatura do condutor-emergência : 90.00 °C

6.5.3 - Resultados Obtidos

a) Correntes determinísticas

- Corrente para condição normal : 512.47 A
- Corrente para emergência : 841.07 A

b) Funções estatísticas da variável aleatória temperatura do condutor (Tc)

Os valores numéricos obtidos nas simulações e que compõem as funções densidade (f (Tc)) e distribuição (F (Tc)) de probabilidades da temperatura do condutor são indicados na Tabela 6.29 que se segue.

Tc (°C)	f (Tc) %	F (Tc) %	Tc (°C)	f (Tc) %	F (Tc) %
24.9 - 26	5.70	5.70	44 - 45	1.10	56.00
26 - 27	0.70	6.40	45 - 46	0.90	56.90
27 - 28	4.50	10.90	48 - 49	1.30	58.20
33 - 34	3.10	14.00	49 - 50	0.10	58.30
34 - 35	14.70	28.70	50 - 51	0.60	58.90
35 - 36	3.70	32.40	52 - 53	0.30	59.20
36 - 37	5.30	37.70	57 - 58	21.50	80.70
37 - 38	3.20	40.90	59 - 60	12.90	93.60
38 - 39	5.40	46.30	62 - 63	0.80	94.40
39 - 40	4.20	50.50	65 - 66	0.20	94.60
40 - 41	0.80	51.30	70 - 80	4.10	98.70
41 - 42	1.00	52.30	106 - 107	1.10	99.80
42 - 43	1.20	53.50	137 - 137.7	0.20	100.00
43 - 44	1.40	54.90	-	-	-

Tabela 6.29 : Funções Probabilísticas de Tc

Riscos térmicos observados :

- P (Tc > 60 ° C) : 6.40 %
- P (Tc > 90 ° C) : 1.30 %
- P (Tc > 120 ° C) : 0.20 %

c) Valores médios das variáveis aleatórias de entrada

- velocidade do vento	:	7.21 km/h
- ângulo do vento (constante)	:	90.00 °C
- temperatura ambiente	:	24.24 °C
- corrente de carga	:	552.00 A
- irradiação solar	:	342.94 W/m ²

d) Parâmetros estatísticos da variável aleatória Tc

- valor médio	:	46.40 °C
- desvio padrão	:	15.51 °C
- valor máximo	:	137.68 °C
- valor mínimo	:	24.93 °C

e) Riscos de descarga

- máxima tensão operativa (normal)	:	1.80 . 10 ⁻⁵ p.u
- máxima tensão operativa (emergência)	:	2.10 . 10 ⁻⁵ p.u
- sobretensões de manobra (normal)	:	1.30 . 10 ⁻⁵ p.u
- sobretensões de manobra (emergência)	:	2.90 . 10 ⁻⁵ p.u

f) Tensão mecânica de ruptura remanescente

- tensão de ruptura original do cabo	:	10698 kgf
- tensão remanescente do alumínio	:	84.32 %
- tensão remanescente do cabo	:	97.40 %
- tensão remanescente do cabo	:	10420 kgf

g) Comportamento transitório

O comportamento transitório da temperatura do condutor, ao longo de um intervalo de 1 (uma) hora, é avaliado para uma sobrecarga de 1.5 vezes a corrente de carga do critério determinístico (512.47 A), ou seja, para 768.70 A .

A Tabela 6.30 a seguir descreve a variação de Tc ao longo do tempo (t) .

6.5.4 - Análise de Sensibilidade

A título ilustrativo, foi efetuada uma análise complementar, objetivando aferir a sensibilidade dos resultados obtidos anteriormente, para as distribuições de temperatura dos condutores, em relação a diferentes perfis de distribuição da corrente nos condutores. Os perfis de corrente alternativos àquele do caso base foram designados de “Fator de Carga Elevado” e “Fator de Carga Reduzido” .

t (min.)	Tc (C)
0	60.0
5	67.2
10	72.0
15	75.2
20	77.4
25	78.9
30	79.9
35	80.6
40	81.0
45	81.3
50	81.6
855	81.7
60	81.7

Tabela 6.30 : Comportamento transitório de Tc

6.5.4.1 - Sensibilidade das Distribuições de Temperatura dos Condutores em Regime

a) Distribuições de corrente adotadas

I (A)	%
1.50 * Id	0.10
1.25 * Id	1.00
1.00 * Id	10.00
0.75 * Id	48.90
0.50 * Id	30.00
0.25 * Id	10.00

Tabela 6.31 : Distribuição de ocorrências de I (%) para Reduzido Fator de Carga

I (A)	%
1.50 * Id	1.00
1.25 * Id	9.00
1.00 * Id	20.00
0.75 * Id	30.00
0.50 * Id	30.00
0.25 * Id	10.00

Tabela 6. 32 : Distribuição de ocorrências de I (%) para Alto Fator de Carga

b) Resultados das Simulações - Fator de Carga Reduzido

b.1) Valor médio de corrente de carga : 524.60 A

b.2) Funções de Distribuição de Probabilidade

Tc (°C)	f (Tc) %	F (Tc) %	Tc (°C)	f (Tc) %	F (Tc) %
24.9 - 26	5.00	5.00	44 - 45	1.60	59.70
26 - 27	0.20	5.20	45 - 46	1.20	60.90
27 - 28	5.60	10.80	48 - 49	0.40	61.30
33 - 34	3.50	14.30	50 - 51	0.10	61.40
34 - 35	17.40	31.70	52 - 53	0.20	61.60
35 - 36	4.20	35.90	57 - 58	20.50	82.10
36 - 37	4.90	40.80	59 - 60	13.30	95.40
37 - 38	2.60	43.40	69 - 70	0.20	95.60
38 - 39	6.50	49.90	75 - 76	0.20	95.80
39 - 40	3.90	53.80	79 - 80	3.90	99.70
40 - 41	0.70	54.50	106 - 106.4	0.30	100.00
41 - 42	1.20	55.70	-	-	-
42 - 43	0.90	56.60	-	-	-
43 - 44	1.50	58.10	-	-	-

Tabela 6. 33 : Distribuições de Probabilidade para a Temperatura dos Condutores da Linha de Transmissão

b.3) Riscos térmicos e parâmetros estatísticos

- P (Tc > 60 ° C) : 4.40 %
 - P (Tc > 90 ° C) : 0.30 %
 - P (Tc > 120 ° C) : 0.00 %

- valor médio de Tc : 45.13 °C
 - desvio padrão de Tc : 13.93 °C
 - valor máximo de Tc : 106.40 °C
 - valor mínimo de Tc : 24.93 °C

b. 4) Riscos de descarga

- máxima tensão operativa (normal) : $7.10 \cdot 10^{-6}$ p.u
 - máxima tensão operativa (emergência) : $7.60 \cdot 10^{-6}$ p.u
 - sobretensões de manobra (normal) : $2.00 \cdot 10^{-6}$ p.u
 - sobretensões de manobra (emergência) : $5.10 \cdot 10^{-6}$ p.u

c) Resultados das Simulações - Fator de Carga Elevado

c.1) Valor médio de corrente de carga : 582.00 A

c.2) Funções de Distribuição de Probabilidade

Tc (°C)	f (Tc) %	F (Tc) %	Tc (°C)	f (Tc) %	F (Tc) %
24.9 - 26	6.50	6.50	44 - 45	1.20	51.30
26 - 27	0.10	6.60	45 - 46	1.00	52.30
27 - 28	4.70	11.30	48 - 49	2.30	54.60
33 - 34	1.70	12.80	49 - 50	0.20	54.80
34 - 35	12.80	25.80	50 - 51	0.80	55.60
35 - 36	3.20	29.00	52 - 53	1.40	57.00
36 - 37	4.80	33.80	55 - 56	0.70	57.70
37 - 38	3.30	37.10	57 - 58	14.00	71.70
38 - 39	3.60	40.70	59 - 60	13.80	85.50
39 - 40	3.90	44.60	62 - 63	1.50	87.00
40 - 41	1.00	45.60	75 - 76	0.40	87.40
41 - 42	1.40	47.00	79 - 80	8.20	95.60
42 - 43	1.80	48.80	106 - 107	3.80	99.40
43 - 44	1.30	50.10	137 - 137.7	0.60	100.00

Tabela 6. 34 : Distribuições de Probabilidade para a Temperatura dos Condutores da Linha de Transmissão

c. 3) Riscos térmicos e parâmetros estatísticos

- P (Tc > 60 °C) : 14.50 %
- P (Tc > 90 °C) : 4.40 %
- P (Tc > 120 °C) : 0.60 %
- valor médio de Tc : 49.96 °C
- desvio padrão de Tc : 19.93 °C
- valor máximo de Tc : 137.74 °C
- valor mínimo de Tc : 24.93 °C

c.4) Riscos de descarga

- máxima tensão operativa (normal) : $8.20 \cdot 10^{-5}$ p.u
- máxima tensão operativa (emergência) : $1.10 \cdot 10^{-4}$ p.u
- sobretensões de manobra (normal) : $9.80 \cdot 10^{-5}$ p.u
- sobretensões de manobra (emergência) : $2.00 \cdot 10^{-4}$ p.u

6.5.4.2 - Sensibilidade da Temperatura dos Condutores em Regime Transitório

Nesta análise é verificado o tempo que a linha sob estudo pode suportar uma sobrecorrente excessiva, sem ultrapassar o limite de temperatura definido pela situação de emergência do enfoque determinístico (90 °C). Para tanto os mesmos dados padrões são utilizados, sendo simulada a aplicação de uma corrente de 1200 A (cerca de 2.34 vezes a corrente do critério determinístico). A Tabela 6.35 descreve a variação de Tc ao longo do tempo (t), para a nova condição de sobrecorrente .

Uma outra análise de sensibilidade entre o comportamento transitório da temperatura do condutor e a sobrecorrente foi efetuada, assumindo-se uma solicitação de corrente de 1000 A, obtendo-se os resultados do quadro a seguir .

t (min.)	Tc (°C)
0	60.0
3	70.4
5	76.2
10	87.2
12	90.6
15	94.8
20	99.9
25	103.3
30	105.7
57	110.0
60	110.0

t (min.)	Tc (°C)
0	60.0
3	76.7
6	90.1
9	100.9
12	109.5
15	116.3
18	121.7
21	127.2
24	129.4
27	132.0
37	137.4
59	141.0
60	141.2

← 6 minutos

Tabela 6. 35 : Comportamento transitório Tc

6.5.5 : - Avaliação dos Resultados Obtidos

Em termos das variáveis ambientais, verificou-se que :

- i - A velocidade média do vento projetada sobre a linha resultou cerca de 3 vezes superior ao valor de referência utilizado nos estudos determinísticos (2,2 km/h) .
- ii- A temperatura ambiente média resultou, também, bastante inferior ao valor de referência utilizado (35 °C), da ordem de 11 °C abaixo deste valor.
- iii - A irradiação solar média situou-se 34 % abaixo do valor de referência para cálculos determinísticos de limites térmicos (1000 W/m²).

Estes resultados, obtidos a partir de dados reais, corroboram a tese de que condições hoje fixadas para as avaliações determinísticas são por demais conservativas, levando a uma sub-utilização da capacidade de transporte das linhas de transmissão existentes e, a permanecer as mesmas referências, também conduziriam a uma sub-utilização das LT' s futuras.

Analisando a distribuição de probabilidades obtidas para a temperatura dos condutores da configuração de LT adotada para os testes, verifica-se a ocorrência de temperaturas bastante superiores ao limite de emergência determinístico (90 °C), com valor extremo de 138 °C, destacando-se porém que a ocorrência de valores superiores ao limite de emergência é inferior a 1,3 % do tempo, para a distribuição de corrente adotada .

Além disso, durante 94% do tempo verifica-se uma temperatura dos condutores inferior à temperatura de projeto (60 °C), com valor médio da distribuição em torno de 47 °C.

Por outro lado, tanto o risco de descarga, quanto a perda de tração mecânica, situaram-se em patamar perfeitamente aceitável (riscos de descarga inferiores a 10⁻⁴ p.u e perda de tração inferior a 10%).

Focando agora a atenção para a análise de sensibilidade efetuada no âmbito do trabalho de Bianchi Jr., verifica-se que para distribuições de corrente mais típicas de uma LT real (probabilidade de valores superiores ao valor de projeto reduzidos) , a temperatura máxima não supera 120 °C, com probabilidade de ultrapassagem do limite de temperatura de contingência (90 °C) de apenas 0,3% e, nesse caso, riscos operativos ainda mais reduzidos que no caso de referência .

Por outro lado, para distribuições atípicas de corrente nos condutores, com probabilidade de sobrecarga na ordem de 30% (para uma referência de 513 A, como corrente normal, associada às condições ambientais padrão e temperatura de projeto de 60 °C) , as ocorrências de temperaturas acima de 90 °C atingem patamar de 5%, com riscos de descarga, agora sim, violando a referência estabelecida pelas Normas IEC.

Dessa discussão, é importante segregar e destacar o que se afigura como o ponto mais importante, traduzido justamente pelo fato de que os limites de carregamento fixados em base a condições ambientais extremamente conservativas e valor fixo de corrente

para as 24 hs do dia, todos os dias do ano, apresentam-se em desacordo com as diretrizes ditadas pela conjuntura reinante no setor (restrições financeiras e introdução de competição entre as empresas), pautada pela maximização do uso das instalações existentes.

Recomenda-se, portanto, urgenciar a transição para um enfoque probabilístico na determinação de limites térmicos de linhas de transmissão, onde se inclua o levantamento mais preciso de distribuições de corrente nos condutores, via simulações do sistema integrado, com suporte de modelo de fluxo de potência probabilístico ou modelo de confiabilidade global com recursos de construção das distribuições de probabilidade de fluxos nas ligações da rede de transmissão [Ramos, D. S. ; 1988].

6.6 - Impacto dos Limites de Carregamento de Equipamentos nos Índices de Confiabilidade do Sistema ELETROPAULO

6.6.1 - Préambulo

No escopo dos trabalhos de um Projeto de assessoria à ELETROPAULO (Empréstimo 2565 BR-BIRD/ELETROBRÁS / ELETROPAULO) procedeu-se a uma avaliação probabilística do Sistema Elétrico da empresa, visando a obtenção de subsídios para uma posterior reavaliação e/ou crítica dos métodos e procedimentos para o dimensionamento da rede então vigentes, que eram norteados pela ótica determinística convencional.

Esta atividade de análise, reportada no tocante aos aspectos pertinentes a esta TESE, permitiu estabelecer um diagnóstico de comportamento da rede elétrica da ELETROPAULO operando em regime permanente (sob as mais diversas condições, determinadas por amostragem probabilística, sobre o espaço de estados do sistema), através de uma família de indicadores apropriados, baseados na mensuração, sob variados prismas, da confiabilidade global da rede.

Uma vez que o objetivo central da tarefa esteve voltado para a obtenção de um diagnóstico, desvinculado de um processo decisório, restringiu-se o âmbito das simulações à um enfoque da configuração do sistema prevista para o ano de 1997, considerado um dos mais críticos do atual horizonte de expansão.

6.6.2 - Objetivos das Simulações

Os objetivos primordiais do estudo de confiabilidade empreendido, podem ser sumarizados como segue:

- i) Definição de diversos índices de risco estático, com base aos quais se pudesse comparar objetivamente alternativas de expansão, no âmbito do processo de planejamento da expansão do sistema ELETROPAULO.

- ii) Verificação em caráter preliminar, de pontos da configuração de referência para expansão onde seria possível uma degradação da rede prevista (eliminando-se ou postergando-se a implantação de equipamentos/instalações no sistema de transmissão/subtransmissão), viabilizando a construção de curvas típicas de "Custo x Benefício" em futuros estudos detalhados de confiabilidade global.
- iii) Verificação de pontos fracos e/ou críticos da configuração simulada, orientando proposições futuras dos reforços da expansão.
- iv) Avaliação da sensibilidade do nível de confiabilidade do sistema a diversos parâmetros influentes no desempenho elétrico, visando nortear futuros esforços da equipe técnica da ELETROPAULO no sentido de refinar dados estocásticos de componentes ou sofisticar a representação do sistema, com objetivo de tornar mais representativos os índices de desempenho a serem obtidos.

No escopo de tal análise de sensibilidade avaliou-se a influência de:

- . *Redespacho da geração, principalmente no que respeita às usinas de Piratininga e Henry Borden.*
- . *Limites de carregamento das Linhas de Transmissão e Transformadores da configuração.*
- . *Representação da curva de carga, em termos de número de patamares representativos, agregando-se efeito de sazonalidade anual*
- . *Representação das incertezas inerentes às projeções de carga.*
- . *Taxas de falhas dos componentes da rede de transmissão.*
- . *Política de Reserva de Transformação, caracterizada pelo nível de reserva ou redundância da rede.*

6.6.3 - Dados e Critérios

6.6.3.1 - Dados Estocásticos

A simulação do comportamento operativo dos elementos integrantes de uma rede elétrica, cuja disponibilidade no tempo pode ser considerada uma variável aleatória, impõe que sejam disponíveis dados adicionais àqueles necessários aos estudos convencionais, quais sejam, a taxa de falha e o tempo médio de reparo dos componentes. Os valores assumidos neste exemplo foram oriundos do SGC/ELETROBRÁS, constituindo-se nos valores que a ELETROPAULO vem aceitando para se processar avaliações de confiabilidade envolvendo seu sistema, na esfera do GTPD/CTST/GCPS.

Em futuro próximo, função da aplicação do modelo de "Base de Dados" de Confiabilidade desenvolvido no âmbito do referido Projeto, deverão estar disponíveis dados estocásticos mais representativos e aderentes à série histórica de desempenho dos componentes da rede específica da ELETROPAULO.

6.6.3.2 - Critérios de Balizamento

O principal critério de balizamento de desempenho adotado para análise dos resultados das simulações e aferição do desempenho do sistema global, constitui-se no "Risco Estático de Energia Não Suprida", caracterizando o valor por unidade da expectância anual de energia não suprida, expresso na base da energia total que seria suprida pelo sistema na ausência de falhas. O valor assumido para este parâmetro, caracterizando o "NDA - Nível do Desempenho Aceitável" - do sistema, foi de 10^{-4} p.u. .

6.6.4 - Premissas Adotadas

A metodologia de simulação assumida levou à adoção de algumas premissas no que se refere a parâmetros do sistema, as quais, em um estudo de cunho decisório, deveriam ser adequadamente consistidas e validadas. Para os propósitos da análise pretendida, considerou-se dispensável a alocação de recursos significativos para obtenção de valores completamente aderentes ao sistema ELETROPAULO.

6.6.4.1 - Níveis de Carregamento

Conforme explicitado nos itens relativos à Metodologia e Índices de Confiabilidade, que se seguem, a quantificação da Confiabilidade de um sistema baseia-se nos montantes de corte de carga e energia redespachada necessários para propiciar a eliminação de sobrecargas na rede de transmissão, na eventualidade de saída de serviço de elementos componentes (LT's e transformadores).

As sobrecargas são medidas, evidentemente, em relação a determinados níveis de carregamento que necessitam ser convenientemente definidos. Neste estudo, foram considerados os níveis de carregamento seguintes:

. Transformadores

Os transformadores elevadores das usinas foram representados por um carregamento máximo compatível com a potência nominal dos geradores.

Para os transformadores de interligação de redes com distintas tensões nominais, admitiu-se uma capacidade de sobrecarga, no caso base de sensibilidade, equivalente à 20% da potência máxima em situação de contingências na rede. Evidentemente que na aferição da sensibilidade do desempenho aos limites de carregamento dos equipamentos, esta premissa foi convenientemente alterada, conforme se enfatiza posteriormente.

. Linhas de Transmissão

Os limites máximos de transporte considerados para as Linhas de Transmissão de tensão inferior à 345kV foram baseadas em estimativas de limite térmico para as bitolas correspondentes a cada LT da configuração, sendo que, excepcionalmente, quando disponível, considerou-se um limite mais restritivo, associado à queda de tensão.

Para as LT's da rede de EAT da ELETROPAULO e do Sistema Interligado, considerou-se todas as restrições ditadas pelo comprimento da LT x Queda de Tensão; suporte reativo e/ou compensação série; assim como limites de estabilidade transitória.

6.6.4.2 - Curva de Carga

Face aos dados disponíveis, optou-se por uma representação simplificada da curva de carga do sistema, englobando, no nível máximo de sofisticação, um total de três patamares do ciclo diário e fatores de sazonalidade para representar a variação ao longo dos meses do ano. O perfil assumido para a representação da variação da carga foi considerado, para os propósitos em mente, suficientemente representativo para todo o sistema.

Os patamares considerados a nível diário representaram então os períodos de carga pesada e leve com respectivas durações, tendo sido ajustado um nível de carga intermediária que tornasse idênticas as energias do ciclo hipotético de três patamares e o ciclo real com vinte e quatro patamares distintos.

6.6.4.3 - Despachos de Geração

No tocante aos despachos de geração, foram considerados os valores básicos do caso referencial do **GTPD - Grupo de Trabalho do Plano Decenal de Transmissão** - para carga pesada, sendo os despachos de carga intermediária e leve estabelecidos proporcionalmente à variação da carga total do sistema para a maioria dos geradores.

Quando julgado importante, aferiu-se uma curva de despacho específica para a usina em particular.

6.6.5 - Metodologia

A metodologia delineada a seguir refere-se à etapa de simulação do sistema, uma vez que a atividade desenvolvida não visou um exercício de planejamento completo, conforme frisado no item 6.6.1 .

6.6.5.1 - Procedimento Básico

A metodologia seguida para obtenção dos índices de confiabilidade definidos no item 6.6.6 a seguir, consistiu dos seguintes passos principais:

- Simulação da operação do sistema, no decorrer do tempo. Em tal simulação foi utilizado o método de Monte Carlo para, mediante uma série de extrações "randômicas", definir instante a instante o estado do sistema. Assim, em cada ensaio (que é a terminologia adotada para denominar a determinação de um estado da rede) tem-se disponível a situação do sistema de transmissão, qual seja, as linhas e transformadores em operação normal e os elementos em reparo face à ocorrência de defeitos permanentes.
- Definido o estado do sistema, correspondente a um dado ensaio, empreendeu-se automaticamente uma análise de fluxo de carga por método direto, verificando-se a existência de sobrecarga nos elementos componentes da rede que foram assumidos em operação.
- Constatadas sobrecargas, foram pesquisadas medidas corretivas e o cômputo, de forma conveniente, dos resultados obtidos na pesquisa dessas medidas corretivas, permitiu a obtenção dos índices de confiabilidade.

Vale frisar que todos estes procedimentos estão automatizados no modelo de Confiabilidade Global "PACOS" [Ramos, D.S. ; 1988], utilizado nesta atividade.

6.6.5.2 - Medidas Corretivas Pesquisadas

Como medidas corretivas para sanar sobrecargas em linhas de transmissão e transformadores, foram pesquisadas a eficiência do corte de carga e do redespacho de geração seguido de eventual corte de carga. O objetivo de se pesquisar ambas as medidas pode ser sintetizado como:

- Avaliar o montante de carga que seria desconectado no caso de adotada uma política de corte de carga intencional ("Load Shedding") para solucionar problemas de sobrecarga. Nesse caso, o redespacho de geração, que se seguiria aos cortes de carga, objetivaria apenas restabelecer o equilíbrio de carga e geração, sendo providenciado pelo próprio controle de carga e frequência convencional.
- Avaliar a eficiência do redespacho de geração no alívio de sobrecargas na rede de transmissão, verificando-se o montante e a frequência de tais redespachos. Nesse caso, os redespachos seriam providenciados por facilidades adicionais de controle e teriam por meta minimizar a extensão dos cortes de carga, aos quais se recorreria somente em última instância.

Cumprе enfatizar que os índices de confiabilidade baseados apenas no corte de carga como medida corretiva devem ser vistos com certa reserva, ressaltando-se que:

- São diretamente influenciados pelos limites de trânsito adotados para as linhas de transmissão e estes limites não foram, em todas os casos, definidos com o rigor necessário. Exemplificando, um limite baseado em uma queda de tensão de 5% na contingência de um dado elemento da rede deveria ser revisto. De fato, na prática não se operariam cortes de carga senão em situações extremamente críticas para a segurança operativa do sistema.
- Adicionalmente, deve-se ponderar que mesmo que se efetue um corte de carga na fase de ajustes pós contingências, o tempo de um redespacho, ainda que manual, não seria da ordem de grandeza da duração de uma falta permanente e poderia minimizar em muito os valores de energia não suprida. Dessa forma, os valores que se buscou obter tiveram cunho meramente indicativo e objetivaram indicar um potencial de aplicação em comparação de alternativas, não devendo ser encarados, em nenhuma hipótese, em termos absolutos.

6.6.5.3 - Representação do Sistema

É indispensável que a representação adotada para um sistema em estudo retrate com fidelidade seu comportamento, quando operando sob as mais diversas situações de contingências que possam ocorrer. Esse fato exprime uma tendência de representação de rede abrangente, em favor da precisão dos resultados, que concorre contra a eficiência computacional do método empregado.

Assim, promoveu-se uma simplificação do sistema interligado, de tal forma a resultar um sistema equivalente do ponto de vista de cálculo dos índices de risco estático.

Para tanto, procedeu-se a estudos de sensibilidade sobre uma configuração base, onde foram simuladas contingências em uma rede onde se representou cerca de 500 barras e 1300 ligações e em outro, equivalente, onde se restringiu a representação a cerca de 140 barras e 250 ligações. Nesse último sistema, foram representados por equivalentes convenientes, praticamente todos os sistemas de tensão inferior à tensão EHV, bem como os sistemas EHV remotos aos pontos de conexão do sistema ELETROPAULO com os sistema supridores.

Feita uma análise de consistência dos resultados, averiguou-se que as redes reduzidas atendiam os objetivos do trabalho, na medida em que os carregamentos verificados em ambas as redes, nas situações simuladas, apresentaram diferenças toleráveis.

A política de simplificação da rede permitiu que se sugerisse uma efetiva redução no tempo de computação que seria necessário à execução da tarefa, permitindo estabelecer um procedimento a ser padronizado nos estudos de confiabilidade no âmbito da ELETROPAULO.

6.6.5.4 - Contingências Simuladas

Como parte integrante da metodologia de simulação empregada, cumpre destacar que nem todas as contingências passíveis de ocorrências e de simulação na rede reduzida foram consideradas. De fato, contingências só foram consideradas no sistema da ELETROPAULO e redes da CESP e de FURNAS em EHV, onde linhas importantes para o suprimento à ELETROPAULO, quando saindo de serviço, poderiam impactar severamente o abastecimento na área de interesse do estudo.

Assim sendo, definiu-se as áreas a serem amostradas para efeito de avaliação de contingências, sendo que o restante da rede representada foi mantido em evidência pelo papel desempenhado nas redistribuições de fluxos e/ou por abrigar usinas importantes para o redespacho corretivo de geração. Desse modo, a estratégia adotada permitiu significativa redução suplementar no esforço computacional necessário à obtenção dos índices de confiabilidade.

6.6.5.5 - Número Mínimo de Extrações e Intervalo de Varredura da Curva de Carga

O método de Monte Carlo impõe que um número elevado de ensaios sejam efetuados, de modo que a amostra de situações operativas seja vasta o suficiente para garantir que os resultados se enquadrem em intervalos de confiança adequados.

Nas análises efetuadas, cada simulação foi composta de um determinado número de grupos de 1000 ensaios e a convergência dos resultados examinada a partir do resultado acumulado dos resultados parciais obtidos por grupo, sendo testada, exclusivamente para o índice de "energia não suprida", perante dois critérios distintos de aferição: (i) Convergência da média global da sequência de grupo de ensaios e (ii) Desvio Padrão da sequência amostral dos grupos inferior a um valor pré-estabelecido.

Como critério adicional de parada, para interrupção da simulação e elaboração de estatísticas dos resultados, fixou-se o número máximo de grupos de ensaios em uma simulação; número que para efeito deste exercício foi estabelecido em 20 grupos de 1000 ensaios.

O princípio básico da simulação por Monte Carlo se resume em amostrar o sistema em intervalos de tempo elementares (usualmente 1h) e ir acumulando os resultados parciais correspondentes a cada amostragem. Nesse enfoque, a simulação de um ano solar de operação do sistema envolveria um conjunto de 8760 amostragens aleatórias.

Com o fito exclusivo de reduzir o tempo de computação necessário à obtenção de uma série de grupos de ensaios convergente perante um adequado critério, desenvolveu-se uma metodologia de simulação onde os intervalos de amostragem (durante o transcorrer do qual o número de equipamentos operando no sistema é considerado fixo, variando apenas carga e geração) foram intencionalmente ampliados para 24h, duração assumida pela curva de carga adotada.

Assim em cada ensaio o sistema é solicitado por todos os valores de demanda integrantes da curva de carga, o que acelera a convergência e reduz efetivamente o número de inversões matriciais que seria necessário. Posteriormente, no cálculo dos índices de confiabilidade, os resultados obtidos são convertidos adequadamente, por intermédio de um fator constante, para uma base de simulação com intervalo amostral "1h", tornando tais resultados compatíveis com os resultados que seriam obtidos com a metodologia tradicional neste tipo de estudo. Esta técnica é conhecida como "Amostragem por Importância" e causa um efeito de redução da variância da amostra, acelerando a convergência numérica.

No modelo "PACOS", independente de comando do usuário, a técnica descrita encontra-se automatizada e tem trazido excelentes resultados [Ramos, D.S.; 1988].

6.6.6 - Índices de Confiabilidade

A quantificação do desempenho de um Sistema Elétrico, do ponto de vista de Confiabilidade no suprimento às cargas, pode ser feita com base a diversos índices de mérito. No presente estudo, os índices definidos se dividiram em duas grandes classes, quais sejam, índices relativos à corte de carga e índices relativos aos redespachos de geração. Cumpre citar ainda que, para efeito comparativo e tendo em vista os comentários do tópico anterior, em diversos casos a apresentação de um dado índice foi feita de duas formas:

- (i) Considerando somente política de corte de carga e (ii) considerando redespacho de geração conjugado a cortes de carga em última instância, de tal forma a minimizar o montante de carga rejeitada.

Uma avaliação numérica dos diversos índices definidos a seguir objetivou:

- . *Avaliar o nível de desempenho da configuração em tela possibilitando uma comparação com valores disponíveis na literatura da área.*
- . *Avaliar a necessidade de investimentos adicionais para atingir-se um nível de desempenho especificado.*
- . *Avaliar a eficiência e o montante de potência a ser redespachada, em situações distintas, para contornar problemas de sobrecarga na rede de transmissão.*
- . *Permitir comparação objetiva do desempenho do Sistema para diferentes níveis de limites da carregamento de Linhas de Transmissão e Transformadores .*

- . *Identificar pontos críticos do sistema de transmissão, que podem ser caracterizados por dois tipos distintos, ou seja, (i) Conexão que frequentemente se sobrecarrega devido a contingências em outros elementos do sistema; (ii) conexão que quando sai de serviço provoca grandes impactos, traduzidos por cortes de carga importantes.*

Os principais índices de confiabilidade reportados e discutidos na síntese das simulações apresentada no que segue, são:

. Energia Cortada com Redespacho

Exprime o montante de carga cortada, para aliviar sobrecargas na rede de transmissão, após uma tentativa de redespacho nas usinas do sistema. Convém lembrar, que mesmo quando considerada infrutífera sob aspecto global, a tentativa de redespacho concorre para uma redução significativa no montante de carga cortada (exceto em casos muito particulares), e que os locais de corte de carga são determinados tendo em vista uma minimização do montante de carga a ser rejeitado.

. Valor Médio de Demanda Não Suprida

Exprime o valor médio da carga cortada. Foram utilizados valores considerando o redespacho de geração e também sem considerar essa facilidade, objetivando neste último caso, obter uma estimativa dos cortes de carga que poderiam advir na hipótese de adoção de política de "Corte de Carga Intencional".

. Probabilidade de Não Atendimento da Demanda Semanal de Pico, dado que Ocorreu o Pico (LOLP).

Exprime a probabilidade de ocorrência de uma restrição à demanda de ponta, dado que ocorreu a ponta.

. Expectância de Perda de Carga (LOLE)

Exprime a probabilidade de perda de carga em unidades dimensionais (Dias/Ano ou Hs/Mês).

. Frequência e Montante de Redespacho de Geração

Os índices de redespacho exprimem, em conjunto, a atividade de redespacho de geração como medida corretiva para aliviar sobrecargas na rede elétrica.

Na presente aplicação optou-se por exprimir o montante de redespacho de duas formas distintas, quais sejam, pelo "Valor Médio da Energia Redespachada" e pelo "Valor Médio da Potência Redespachada", que são índices análogos à "Energia Não Suprida" e "Valor Esperado de Corte de Carga", adotados para quantificar a extensão dos cortes de carga.

6.6.7 - Resultados Obtidos

6.6.7.1 - Análise do Caso Base

Na sequência de simulações, foi montado um primeiro caso base, em que se representou as contingências de geração apenas em termos de saídas forçadas, não se representando cronogramas de Manutenção Programada ou efeitos de Hidrologia, estes últimos bastante importantes no caso do Sistema Brasileiro.

Os resultados obtidos estão estampados nas tabelas a seguir. Da análise dessas tabelas, pode-se concluir que:

- **Tabela 6. 36** : Traduz os índices de energia não suprida obtidos da simulação, verificando-se que os cortes de carga devido a barras ou sistemas isolados são bastante reduzidos quando comparados com os cortes devido à deficiência de transmissão ("alívio de sobrecargas"). O resultado global, indicado pelo "Risco Estático", afigura-se adequado e reflete um desempenho coerente com as exigências a nível internacional ($RE \leq 10^{-4}$ p.u.). O valor reduzido de corte de carga porilhamento de barras, decorre do fato de que as redes de subtransmissão, que são radiais e de redundância inferior às redes EAT não foram representadas explicitamente nesta análise de cunho meramente exploratório.
- **Tabela 6.37** : Traduz Índices Complementares de Confiabilidade, permitindo observar que os índices LOLP e LOLE se enquadram também em níveis de exigência internacional, que preconizam tipicamente:

$$LOLP \leq 1\% (10^{-2} \text{ p.u.})$$

$$LOLE \leq 2 \text{ dias/ano}$$

- **Tabela 6. 38** : Ilustra o uso do "Redespacho de Geração" para alívio do corte de carga em contingências; verificando-se que a "Energia Média Redespachada" ao longo de um ano é bastante significativa, enquanto que o "Valor Médio da Potência Redespachada" é reduzido. Esta constatação indica que o Redespacho é largamente utilizado para redução de cortes de carga e que o nível de restrição ao atendimento da carga é reduzido na maioria das vezes.
- **Tabela 6. 39** : Indica a efetividade do Redespacho de Geração, verificando-se que o uso desta Medida Corretiva permite reduzir a Expectativa de Energia Não Suprida do patamar de 1810 MWh/ano para 856 MWh anuais.

Analisando os resultados obtidos, pode-se verificar que praticamente não ocorrem perdas de carga por déficit de geração.

Isto se explica, pois a manutenção programada, que representa uma indisponibilidade importante para a geração, não foi representada, além do que os eventos derivados de hidrologias críticas, que provocam grande perda de capacidade de ponta por deplecionamento de reservatórios em vários usinas do sistema simultaneamente, também não foram contemplados.

Não obstante, verificou-se, analisando individualmente os ensaios realizados pelo modelo na amostragem do espaço de estados do sistema, que algumas linhas do Sistema Interligação Sul/Sudeste conduzem à perdas de carga na rede, quando de sua saída de operação, principalmente quando o evento de falha na LT ocorria simultaneamente a falhas das unidades geradoras, fato que provocaria estreitamento das margens para o redespacho de geração.

ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWh/ANO)			RISCO ESTÁTICO (* 10 ⁻⁴)
Déficit de Transmissão	Barras ou Sistemas Isolados	Total	
752.	104.	856.	0.085

TABELA 6.36 : Índices de Confiabilidade - Caso Base

ÍNDICES COMPLEMENTARES				
HORAS DE PERDA DE CARGA (HS)	VALOR ESPERADO DA DEMANDA NÃO SUPRIDA (MW)	LOLP (%)	PPC (%)	LOLE (DIAS/ANO)
23.64	36.2	0.86	0.270	0.985

TABELA 6.37 : Índices de Confiabilidade - Caso Base

ÍNDICES COMPLEMENTARES	
ENERGIA MÉDIA REDESPACHADA (MWh)	VALOR MÉDIO DA POTÊNCIA REDESPACHADA (MW)
30230.	54.4

TABELA 6.38 : Índices de Confiabilidade - Caso Base

ENERGIA NÃO SUPRIDA TOTAL (MWh/ANO)	
COM REDESPACHO	SEM REDESPACHO
856.	1810.

TABELA 6.39 : Índices de Confiabilidade - Caso Base

6.6.7.2 - Sensibilidade aos Limites de Carregamento de Linhas de Transmissão e Transformadores

Para aferir a sensibilidade do sistema aos valores adotados para limites de carregamento de linhas de transmissão e transformadores, realizou-se uma análise prospectiva, a partir de duas variantes do Caso Base:

Variante 1: Limites de Carregamento, das Conexões com elevados índices de sobrecarga, 20% acima do valor assumido para o Caso Base.

Variante 2: Idem caso anterior, porém com limites de carregamento 20% inferiores àqueles do Caso Base.

Os resultados obtidos encontram-se sumarizados nas tabelas 6.40 a 6.47, no final do capítulo, sendo as principais constatações apresentadas no Quadro a seguir.

Pode-se observar grandes variações nos índices como função dos limites de carregamento assumidos, recomendando que a ELETROPAULO, em seus estudos de Planejamento, seja bastante consensiosa ao estabelecer os limites de carregamento para as LT's e transformadores.

ÍNDICE	CASO		
	VARIANTE 1 (*) (Limites 20% Superiores)	CASO BASE	VARIANTE 2 (*) (Limites 20% Inferiores)
Expectância de Energia Não Suprida (MWh/ano)	202.0 (-76.5)	856	2.140 (150.0)
Demanda Média Não Suprida (MW)	47.4 (30.9)	36.2	83.4 (130.4)
LOLP(%)	0.31 (-64.0)	0.86	0.93 (8.1)
PPC (%)	0.05 (- 81.5)	0.27	0.29 (7.4)

(*) Os valores entre parêntesis indicam variação percentual em relação ao Caso Base.

Verifica-se que o índice "Energia Não Suprida" é extremamente sensível aos limites, reduzindo-se ou aumentando sensivelmente, na medida em que se assumam limites de carregamento maiores ou menores, respectivamente.

Os índices LOLP e PPC são mais sensíveis aos aumentos de limites de carregamento do que de sua redução, exibindo um comportamento parecido a uma saturação, quando se reduz estes limites, no entorno dos valores assumidos para o Caso Base.

Por sua vez, o índice "Expectância de Demanda Não Suprida" é bastante mais sensível a aumentos dos limites de carregamento de que de sua redução.

Há que se enfatizar, de qualquer forma, que o desempenho do sistema é bastante afetado pelos condicionantes de carregamento que venham a ser assumidos, mormente no caso de conexões críticas da rede.

6.6.7.3 - Sensibilidade à Política de Reserva de Transformação

Para avaliar a influência de políticas de reserva de transformação nos índices de desempenho do sistema, foram realizadas três simulações prospectivas, em que a diferença de dados de partida entre cada variante e o "Caso Base" consistia na taxa de indisponibilidade dos transformadores da ELETROPAULO, que foi o artifício empregado para simular diferentes políticas de reserva.

De fato, as políticas de reserva, associadas à colocação de sobressalentes ao longo do sistema, tem repercussão direta sobre o tempo de reparo das subestações em caso de perda de unidades transformadores e o tempo de reparo, por sua vez, condiciona diretamente a taxa de indisponibilidade dos equipamentos.

Os resultados obtidos encontram-se tabulados na sequência de tabelas 6.48 a 6.59 do final do capítulo e, para facilitar comparações, o quadro a seguir sumariza os valores dos principais índices de confiabilidade:

ÍNDICE	CASO		
	VARIANTE 1 (*) (Indisponibilidade 16% Abaixo)	VARIANTE 2 (*) (Indisponibilidade 16% Acima)	VARIANTE 3 (*) (Indisponibilidade 29% Acima)
Expectância de Energia Não Suprida (MWh/ano)	823. (-3.9)	885. (3.4)	911. (6.4)
Demanda Média Não Suprida (MW)	36.7 (1.4)	34.3 (-5.2)	32.4 (-10.5)
LOLP(%)	0.81 (-5.8)	0.92 (7.0)	0.99 (15.1)
PPC (%)	0.26 (- 3.7)	0.29 (7.4)	0.32 (18.5)

(*) Os valores entre parêntesis indicam variação percentual em relação ao Caso Base.

Observa-se que, de um modo geral, os índices são moderadamente sensíveis às políticas de manutenção, certamente caracterizando que este não é um dos fatores mais críticos na busca de melhor confiabilidade para o sistema.

A elevação da "LOLP" e "PPC", com o aumento da indisponibilidade dos transformadores, ilustra que, neste caso, passa a ser amostrado um maior número de eventos de perda de carga nos horários de carga intermediária e leve, daí explicando-se também a redução experimentada pelo índice de "Demanda Média Não Suprida", quando se evolui na direção das indisponibilidades crescentes.

6.6.7.4 - Sensibilidade à Incerteza nas Projeções de Carga

Objetivando capturar a influência que os erros das projeções de demanda podem ter no desempenho futuro do sistema planejado em base a um prognóstico único de mercado, efetuou-se simulações derivadas do "Caso Base", com o suporte do Módulo Estocástico do Modelo PACOS, em que o nível de incerteza arbitrado foi sendo progressivamente elevado.

Para calibrar o modelo e permitir a obtenção das curvas de densidade de probabilidade de fluxos, em determinadas ligações críticas da rede ELETROPAULO, que refletisse apenas a influência dos fluxos em condições normais de operação, para várias condições de carga, foi processado inicialmente um caso com incerteza bastante reduzida. A partir deste, novos casos foram gerados considerando incertezas crescentes, com degraus de 5%, até um máximo de 15%.

O Quadro a seguir resume os resultados obtidos nas Simulações .

INDICE	CASO				
	CASO BASE	VARIANTES EM FUNÇÃO DO NÍVEL DE INCERTEZA DAS PROJEÇÕES DE MERCADO (*)			
		0.1%	5%	10%	15%
Expectância de Energia Não Suprida (MWh/ano)	856.	897.0 (4.8)	7720. (802.)	90800. (10500)	359000. (41839.)
Demanda Média Não Suprida (MW)	36.2	38.0 (5.0)	450. 1143.)	3300. (9016.)	5750. (15784.)
LOLP(%)	0.86	0.86 (0.)	0.79 (-8.1)	2.27 (164.)	7.1 (725.6)
PPC (%)	0.27	0.27 (0.)	0.20 (-25.9)	0.32 (18.5)	0.71 (163.)

(*) Os valores entre parêntesis indicam variação percentual em relação ao Caso Base.

Os resultados obtidos permitem afirmar, sem sombra de dúvida, que o parâmetro "incerteza de mercado" é extremamente relevante para o dimensionamento do sistema da ELETROPAULO. Por exemplo, um sistema planejado para uma projeção de referência e que, para esta projeção, apresente um comportamento satisfatório pode desempenhar de modo totalmente insatisfatório para realizações de mercado da ordem de 10 a 15% superiores à projeção de referência.

Note-se que um determinado nível de incerteza (5%, por exemplo) apenas indica a dispersão da curva normal que representa a aleatoriedade das projeções de mercado, sendo amostrados mercados que podem ser bastante superiores ou bastante inferiores a este percentual, em relação à projeção de referência.

Evidentemente, quanto maior o nível de incerteza maior é a frequência da amostragem de projeções significativamente distintos do mercado de referência. Algumas contatações que convém destacar são:

- . Com incerteza muito pequena não se verificou variação nos índices que dão idéia de frequência de cortes de carga ("LOLP" e "PPC") e apenas ligeiro acréscimo nas expectativas de energia e demanda não supridas. Isto se explica pelo fato de que, com reduzida incerteza, os eventos de contingência que originavam corte de carga permaneceram os mesmos, pois as reduções amostradas não chegaram a alterar esta condição, porém as projeções superiores que foram amostradas implicaram em acréscimo perceptível na profundidade dos cortes de carga.
- . Na medida em que a incerteza aumenta, todos os índices aumentam de forma extremamente não linear, indicando que ao aumentar o desvio padrão da distribuição das incertezas de mercado, mercados bastantes superiores são amostrados e situações de carregamento resultantes em contingência originam o que se convencionou designar de "evento catastrófico".
- . Para nível de incerteza 5% nota-se uma redução nos índices "LOLP" e "PPC" em relação ao "Caso Base", indicando que pelo menos até este nível de incerteza, a influência da redução do número de eventos com corte de carga, principalmente fora do horário de pico, em função de amostragens de mercado inferiores à projeção de referência, prepondera em relação ao acréscimo no número de eventos em que ocorrem cortes de carga, devido à amostragem de valores de mercado superiores ao referencial. Ao mesmo tempo, o acréscimo significativo nos índices de expectativa dos montantes de corte de carga (energia e potência) traduzem que nos eventos de contingências em que já ocorria corte de carga em "Caso Base", as profundidades dos cortes foram extremamente maiores para algumas realizações de mercado amostradas, influenciando decisivamente os valores esperados.

Como ilustração adicional proveniente das simulações realizadas, apresenta-se nas Figuras 6.1 a 6.4, as curvas de densidade de probabilidade de fluxo em uma conexão selecionada da rede, das quais se pode verificar que na medida em que a incerteza aumenta, níveis mais preocupantes de fluxo passam a ter probabilidade, significativa de ocorrência, ao mesmo tempo em que o formato da curva torna-se mais "espraiado", diluindo-se os picos discretos que caracterizam a distribuição com reduzida incerteza, quando predominam os valores relativos à condição normal de operação, para a projeção de referência .

Esta constatação enfatiza a importância de que os limites de carregamento sejam estabelecidos com muito critério, sem demasiado grau de conservatividade, como também sem esgotar todas as folgas possíveis, posto que se na fase de planejamento da operação as projeções de mercado apresentarem desvio significativo, em relação aos prognósticos da fase de planejamento da expansão, a situação poderá resultar extremamente crítica para o atendimento aos consumidores .

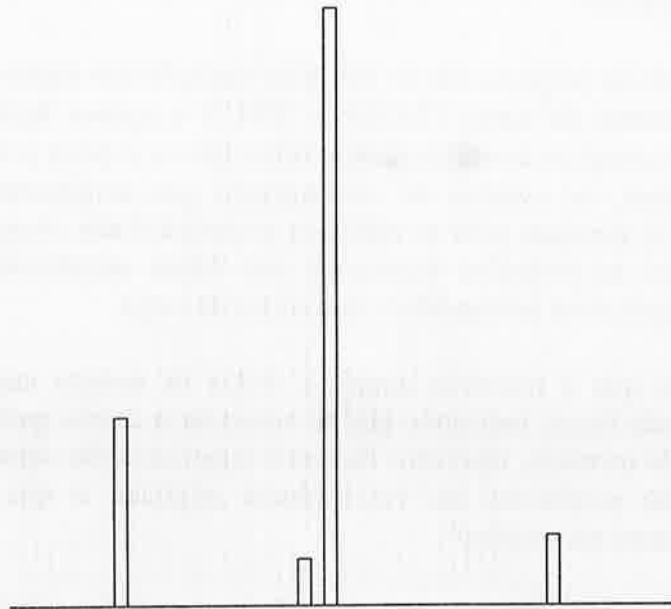


FIGURA 6.1: Curva de Densidade de Probabilidade de Fluxos no Transformador da ETT Glicério 345/88 kV. (INCERTEZA 0.1%)

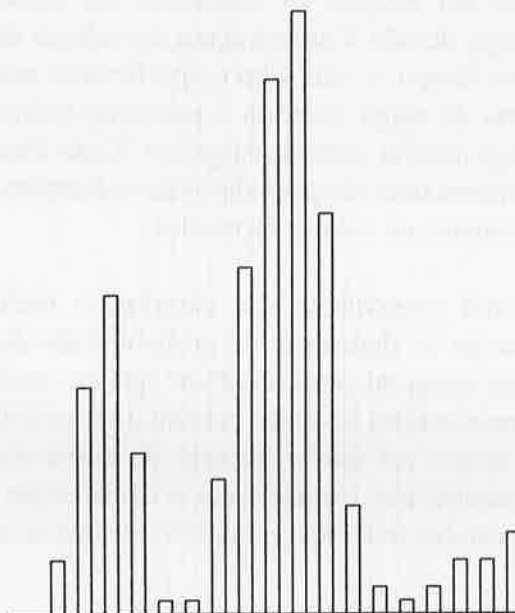


FIGURA 6.2 : Curva de Densidade de Probabilidade de Fluxos no Transformador da ETT Glicério 345/88 kV. (INCERTEZA 5%)

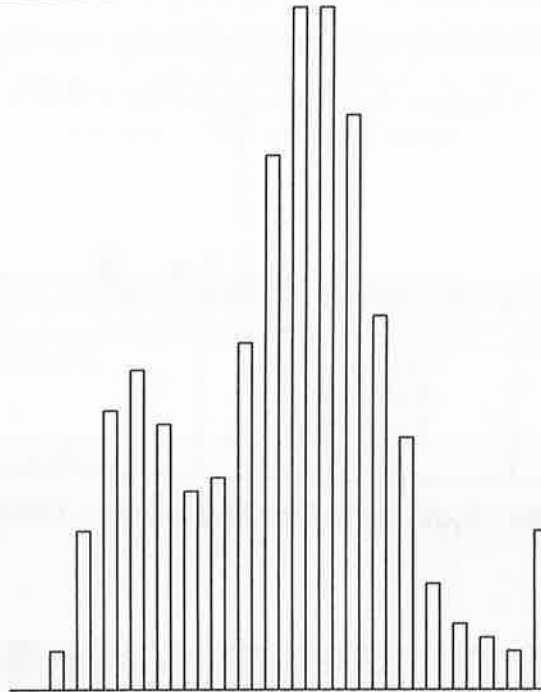


FIGURA 6.3 : Curva de Densidade de Probabilidade de Fluxos no Transformador da ETT Glicério 345/88 kV. (INCERTEZA 10%)

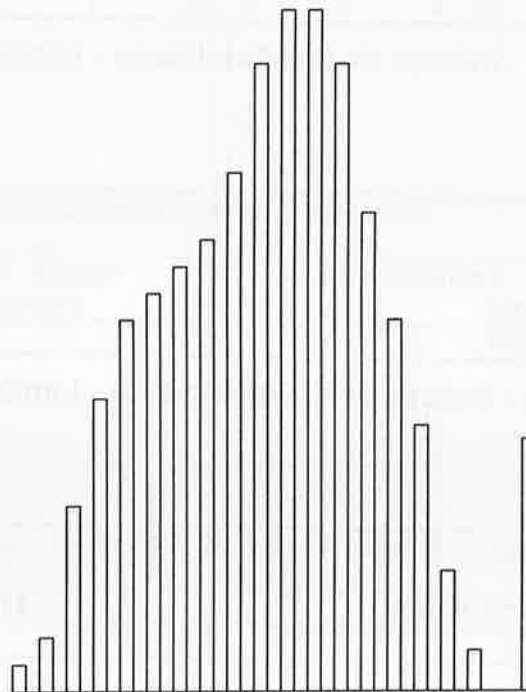


FIGURA 6.4 : Curva de Densidade de Probabilidade de Fluxos no Transformador da ETT Glicério 345/88 kV. (INCERTEZA 15%)

Sensibilidade aos Limites de Carregamento (LT's e Transformadores com Limites 20% acima)

ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWh/ANO)			RISCO ESTÁTICO (* 10 ⁻⁴)
Déficit de Transmissão	Barras ou Sistemas Isolados	Total	
98.7	103.	202.	0.02

TABELA 6.40 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% acima

ÍNDICES COMPLEMENTARES				
HORAS DE PERDA DE CARGA (HS)	VALOR ESPERADO DA DEMANDA NÃO SUPRIDA (MW)	LOLP (%)	PPC (%)	LOLE (DIAS/ANO)
4.3	47.4	0.31	0.05	0.18

TABELA 6.41 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% acima

ÍNDICES COMPLEMENTARES	
ENERGIA MÉDIA REDESPACHADA (MWh)	VALOR MÉDIO DA POTÊNCIA REDESPACHADA (MW)
18190.	10.8

TABELA 6.42 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% acima

ENERGIA NÃO SUPRIDA TOTAL (MWh/ANO)	
COM REDESPACHO	SEM REDESPACHO
202.	566.

TABELA 6.43 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% acima

Sensibilidade aos Limites de Carregamento (LT's e Transformadores com Limites 20% abaixo)

ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWh/ANO)			RISCO ESTÁTICO (* 10 ⁻⁴)
Déficit de Transmissão	Barras ou Sistemas Isolados	Total	
2037.	103.	2140.	0.29

TABELA 6.44 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% abaixo

ÍNDICES COMPLEMENTARES				
HORAS DE PERDA DE CARGA (HS)	VALOR ESPERADO DA DEMANDA NÃO SUPRIDA (MW)	LOLP (%)	PPC (%)	LOLE (DIAS/ANO)
25.6	83.4	0.93	0.29	1.07

TABELA 6.45 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% abaixo

ÍNDICES COMPLEMENTARES	
ENERGIA MÉDIA REDESPACHADA (MWh)	VALOR MÉDIO DA POTÊNCIA REDESPACHADA (MW)
37820.	52.5

TABELA 6.46 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% abaixo

ENERGIA NÃO SUPRIDA TOTAL (MWh/ANO)	
COM REDESPACHO	SEM REDESPACHO
2140.	4830.

TABELA 6.47 : Índices de Confiabilidade - Limites 20% abaixo

**Sensibilidade à Políticas de Reserva de Transformação
(Indisponibilidade 16% abaixo)**

ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWh/ANO)			RISCO ESTÁTICO (* 10 ⁻⁴)
Déficit de Transmissão	Barras ou Sistemas Isolados	Total	
720.	103.	823.	0.08

TABELA 6.48 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % abaixo

ÍNDICES COMPLEMENTARES				
HORAS DE PERDA DE CARGA (HS)	VALOR ESPERADO DA DEMANDA NÃO SUPRIDA (MW)	LOLP (%)	PPC (%)	LOLE (DIAS/ANO)
22.4	36.7	0.81	0.26	0.93

TABELA 6.49 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % abaixo

ÍNDICES COMPLEMENTARES	
ENERGIA MÉDIA REDESPACHADA (MWh)	VALOR MÉDIO DA POTÊNCIA REDESPACHADA (MW)
28450.	53.8

TABELA 6.50 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % abaixo

ENERGIA NÃO SUPRIDA TOTAL (MWh/ANO)	
COM REDESPACHO	SEM REDESPACHO
823.	1670.

TABELA 6.51 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % abaixo

**Sensibilidade à Políticas de Reserva de Transformação
(Indisponibilidade 16% acima)**

ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWh/ANO)			RISCO ESTÁTICO (* 10 ⁻⁴)
Déficit de Transmissão	Barras ou Sistemas Isolados	Total	
782.	103.	885.	0.09

TABELA 6.52 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % acima

ÍNDICES COMPLEMENTARES				
HORAS DE PERDA DE CARGA (HS)	VALOR ESPERADO DA DEMANDA NÃO SUPRIDA (MW)	LOLP (%)	PPC (%)	LOLE (DIAS/ANO)
25.8	34.3	0.92	0.29	1.07

TABELA 6.53 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % acima

ÍNDICES COMPLEMENTARES	
ENERGIA MÉDIA REDESPACHADA (MWh)	VALOR MÉDIO DA POTÊNCIA REDESPACHADA (MW)
33370.	55.6

TABELA 6.54 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % acima

ENERGIA NÃO SUPRIDA TOTAL (MWh/ANO)	
COM REDESPACHO	SEM REDESPACHO
885.	1740.

TABELA 6.55 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 16 % acima

Sensibilidade à Políticas de Reserva de Transformação (Indisponibilidade 29% acima)

ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWh/ANO)			RISCO ESTÁTICO (* 10 ⁻⁴)
Déficit de Transmissão	Barras ou Sistemas Isolados	Total	
808.	103.	911.	0.09

TABELA 6.56 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 29 % acima

ÍNDICES COMPLEMENTARES				
HORAS DE PERDA DE CARGA (HS)	VALOR ESPERADO DA DEMANDA NÃO SUPRIDA (MW)	LOLP (%)	PPC (%)	LOLE (DIAS/ANO)
28.1	32.4	0.99	0.32	1.17

TABELA 6.57 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 29 % acima

ÍNDICES COMPLEMENTARES	
ENERGIA MÉDIA REDESPACHADA (MWh)	VALOR MÉDIO DA POTÊNCIA REDESPACHADA (MW)
36690.	56.9

TABELA 6.58 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 29 % acima

ENERGIA NÃO SUPRIDA TOTAL (MWh/ANO)	
COM REDESPACHO	SEM REDESPACHO
911.	1770.

TABELA 6.59 : Índices de Confiabilidade - Indisponibilidade 29 % acima

7 - CRITÉRIOS E PROCEDIMENTOS PARA PADRONIZAÇÕES DE SUBESTAÇÕES E LINHAS DE TRANSMISSÃO

7.1 - Preâmbulo

Neste Capítulo são estudados critérios e procedimentos metodológicos para a definição de arranjos ("esquemas de manobra") de subestações, bem como definição de padronização para equipamentos, focalizando-se os problemas potencialmente existentes na determinação de padrões para capacidade instalada e potência unitária de transformadores das subestações de uma rede de transmissão/subtransmissão, como também na determinação da bitola econômica para os condutores de linhas de transmissão.

7.2 - Padronização de Arranjos de Subestações

7.2.1 - Considerações Gerais

A determinação de esquemas de manobra adequados para padronizar os diversos tipos de subestações de uma concessionária de energia elétrica, é uma imposição relevante para permitir economias significativas com a sistematização dos procedimentos de manutenção e especialização das equipes, bem como para permitir auferir economias com almoxarifado, reduzindo o número de itens e quantidades dos sobressalentes.

É possível ainda obter vantagens nas licitações de fornecimento de peças e equipamentos, na medida em que se negociam maiores quantidades e se dispõe de um histórico dos preços de aquisição de componentes semelhantes, o que permite o estabelecimento de custos modulares confiáveis para utilização como "guia orientativo" no julgamento das ofertas dos proponentes.

Evidentemente que as empresas do Setor Elétrico dispõem de padrões para suas estações transformadoras de distribuição "ETD's" e de transmissão "ETT's" , porém em função das alterações que vem ocorrendo no ambiente de planejamento nos últimos 10 anos, afigura-se importante promover uma revisão e atualização das definições do passado; atividade que pode resultar em confirmação dos padrões atuais ou indicar necessidades de reformulação.

7.2.2 - Aspectos Considerados na Comparação de Alternativas

Em geral, estudos de definição de arranjos de subestações devem contemplar um cotejo de alternativas segundo quatro aspectos principais:

- *Custos de Instalação (Aquisição de Equipamentos, Obras Cíveis e Montagem, somente para citar os principais componentes).*
- *Confiabilidade.*
- *Flexibilidade Operativa.*
- *Facilidade de Expansão.*

Desses itens, os dois primeiros são passíveis de quantificação econômica e, portanto, podem ser incluídos em uma comparação econômica usual no processo de planejamento.

Por sua vez, os dois últimos quesitos são de caráter mais subjetivo e embora se possa buscar sua inclusão na análise quantitativa, em geral são considerados como indicadores de desempate de alternativas que apresentem viabilidade técnica e custos globais (investimento adicionado ao custo operacional) semelhantes.

A viabilidade técnica de uma alternativa de arranjo pode ser estabelecida tendo em vista o atendimento de condicionantes locais e a nível de sistema, tais como:

- . *Possibilitar conexão adequada a um determinado número mínimo de circuitos de alimentação ou suprimento.*
- . *Possibilitar acomodar uma determinada capacidade instalada máxima de transformação, com um número de unidades que corresponda à potência unitária padronizada para o tipo de SE.*
- . *Possibilitar a conexão de um determinado número máximo de circuitos de saída para atendimento à rede de subtransmissão (ETT's) ou à rede de distribuição (caso das ETD's).*
- . *Proporcionar atendimento de condicionantes locais, como por exemplo, limitações de potência de curto-circuito na rede suprida (subtransmissão ou distribuição).*
- . *Proporcionar uma flexibilidade operativa mínima durante a vida útil e, principalmente, durante a fase construtiva das etapas de expansão, bem como proporcionar facilidade de implantação de recursos de automação, desde acionamento remoto de chaves por operadores locais, até o extremo de SE's não assistidas, quando esta solução se mostrar conveniente.*
- . *Não contribuir com a frequência e duração de interrupções do sistema global, assim como com o nível global de energia/potência não supridas, além de um certo patamar máximo a ser estabelecido como função do NDA "Nível de Desempenho Aceitável" a ser proposto para o sistema como um todo. Em outras palavras, este quesito implica no atendimento a critérios locais de confiabilidade, estabelecidos de forma coerente e harmônica com os critérios de desempenho global do sistema.*

7.2.3 - Linhas Orientativas Básicas para Estudos de Padronização de Arranjos de SE's

Neste tópico são estabelecidas as linhas mestras para os estudos de padronização de arranjos de SE's, para orientar a consecução prática deste tipo de estudo no âmbito de uma empresa do Setor, quando julgado conveniente.

Evidentemente que no escopo de um trabalho de natureza acadêmica pode-se discutir apenas as linhas de ação, sem a pretensão de fixar resultados. Uma quantificação efetiva dos aspectos a discutir somente seria possível no âmbito de um estudo concreto de padronização de subestações, a partir de dados representativos da realidade da empresa.

7.2.3.1 - Formulação de Alternativas

As alternativas de arranjos para comparação deverão ser estabelecidas tomando-se como parâmetro o esquema existente, que pode se constituir na alternativa de referência, propondo-se (i) alterações no sentido de simplificação, com o que se obterá menores custos e uma degradação na qualidade de atendimento, ou propondo-se (ii) alterações no sentido de obter maior sofisticação, com o que se obterá custos de investimento mais elevados e, em contrapartida, uma maior confiabilidade de atendimento.

A varredura sistematizada do leque de alternativas formuladas deverá, então, permitir se atingir uma solução de compromisso entre expandir economicamente o sistema e a preservação de elevado padrão de atendimento ao mercado consumidor.

Evidentemente que o bom senso e o escrutínio da visão experiente do planejador deverão influir marcadamente na definição de um elenco de alternativas plausíveis com os requisitos mínimos de viabilidade técnica descritos no tópico anterior, evitando-se formular alternativas que demandem tempo de análise e sejam, em seguida, inviabilizadas pelo não atendimento das condicionantes pré-estabelecidas.

É óbvio que tal observação se aplica aos casos em que a violação de condicionantes seja de identificação imediata ao passo que, nos casos de difícil percepção, não há como evitar o prosseguimento da análise até a etapa de obtenção de índices quantitativos de desempenho.

7.2.3.2 - Avaliação de Custos de Investimento

Os custos de investimento devem ponderar as **parcelas de engenharia** (projeto); **aquisição de terreno**; **aquisição de equipamentos**; **obras civis**; **montagem eletromecânica**; **eventuais** (margem de reserva para contingência de custos).

Em geral, para os propósitos deste tipo de análise, torna-se suficiente estabelecer custos para as alternativas de arranjo a partir de **um banco de dados de custos modulares**, devidamente atualizado e consistido e que inclua estes itens em sua constituição.

Para efeito de análise econômica, é importante incluir ainda como investimento a parcela de **JDC "Juros Durante a Construção"**, na perspectiva de valores econômicos e não financeiros.

Esta consideração é importante, pois permite agregar automaticamente, à análise econômica comparativa, uma penalização para ponderar distintos prazos de maturação dos empreendimentos, como também para ponderar as diferentes necessidades de antecipação de recursos durante a etapa construtiva. Ambos os fatores citados podem ser valorizados economicamente a partir do cronograma de desembolsos do empreendimento, conforme ilustra a Figura 7.1 que se segue.

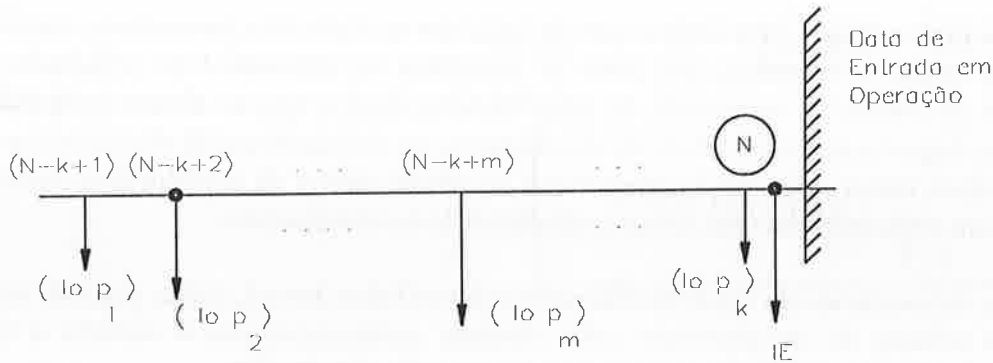


Figura 7.1 - Cronograma de Desembolsos e Cálculo do Investimento Equivalente de um Projeto, incluindo "Juros durante a Construção"

Na notação da figura tem-se que "Io" representa o investimento total do empreendimento, tomado pela simples soma aritmética das parcelas de desembolso durante a etapa construtiva. Supondo-se, genericamente, um empreendimento entrando em operação no ano "N" do horizonte de planejamento e um prazo de maturação de "k" anos, sejam "pj" as percentagens do investimento total a serem desembolsados em cada ano "j" de construção, expressas em valor por unidade. Tem-se que:

$\sum_{j=1}^k p_j = 1.0$ $\sum_{j=1}^k (I_o * p_j) = I_o$
--

(7.1)

O investimento equivalente "IE" do projeto representa então o capital empregado em sua construção e o custo de oportunidade desse capital ao longo de seu período de maturação, sendo que este custo de oportunidade, correspondente ao conceito econômico de "Juros Durante a Construção", decorre da capitalização, a valor futuro e na data de entrada em operação, das parcelas de investimento parcial, realizados de acordo com o cronograma de desembolsos específico do empreendimento.

O "JDC" é dito econômico, posto que em seu cômputo se deve utilizar o custo de oportunidade médio do Setor Elétrico como taxa de atualização (usualmente 10% a.a.), ao invés de taxas de juros correspondentes ao financiamento efetivo do capital necessário, durante a construção.

Do exposto, pode-se denotar matematicamente que:

$$\text{JDC} = (I_E - I_0)$$

(7.2)

$$I_E = \sum_{j=1}^k (I_0 * p_j) (1+i)^{k-j}$$

7.2.3.3 - Estudos de Confiabilidade

Os estudos de confiabilidade de cada alternativa de arranjo são fundamentais para permitir a obtenção de uma valorização econômica para a qualidade de serviço proporcionada pelos arranjos candidatos.

i) - Requisitos da Avaliação

A análise de confiabilidade do leque inicial de alternativas de arranjos básicos e suas variantes, representando diferentes políticas de instalação de transformadores e, portanto, diferentes formas de evolução temporal da configuração da SE, deve ponderar uma visão do desempenho da SE a nível local, sem pretensão de visualizar as repercussões a nível de sistema.

Nesse âmbito de raciocínio, a modelagem computacional deverá incluir análise de continuidade de suprimento, em ramos capacitados (isto é, com uma capacidade de carregamento específica, representando, por exemplo, os limites de sobrecarga de curta e longa duração dos transformadores, para as etapas que antecedem as manobras de transferência de carga e pós manobras, respectivamente), avaliando índices de frequência e duração de cortes de carga, como também índice de energia não suprida que inclua os cortes totais de carga, transitórios e permanentes, além de cortes parciais nas situações de sobrecargas excessivas nos transformadores remanescentes e situação pós manobras.

Devem ser representadas as falhas em todos os equipamentos da SE (barramentos; disjuntores; chaves; pára-raios; transformadores de corrente e potencial; transformadores de potência; linhas de alimentação para o caso de ETD's), assim como devem ser representados os eventos de falha de atuação de disjuntores ("stuck-breaker" ou disjuntor preso).

Com objetivo de varrer as possibilidades de aplicação futura dos arranjos, convém estabelecer a análise de confiabilidade para cenários distintos de carregamento inicial da SE (relação ponta anual final da SE sobre ponta anual inicial), para uma determinada taxa de crescimento da carga, que se recomenda assumir com base às curvas de carga típicas da região atendida pela empresa, a partir de uma análise estatística conveniente, discretizada no item de "Análise Econômica" (7.4.5) .

ii) - Modelagem Computacional na Etapa de Pré-Seleção

Na pré-seleção de alternativas, que envolve a varredura de um leque bastante amplo (em [Maurício, W. et alli; 1987] se descreve uma aplicação realizada na ELETROPAULO, que é a maior empresa de distribuição do Brasil, onde foram cotejadas nada menos que 28 alternativas de arranjo), deve-se restringir a avaliação de confiabilidade ao nível local, com os requisitos citados, o que permite a utilização de programa computacional de análise de confiabilidade de subestações .

iii) - Formulação de Variantes para as Configurações Básicas de Arranjo

Neste contexto, define-se como variante de uma configuração básica de arranjo, uma configuração que seja idêntica à básica no horizonte de análise, porém apresente diferente evolução temporal ao longo do período de estudo. Assim, as variantes devem refletir diferentes políticas de instalação de transformadores.

Por sua vez, o estabelecimento das políticas de instalação, nesta etapa, deve obedecer uma padronização de potência final das SE's e potência unitária de transformação que não necessitem estar otimizadas (o estudo detalhado de otimização de políticas de instalação e padrões para a capacidade de transformação deverá ser efetuado em etapa seguinte, após definidos os arranjos), mas que possam ser considerados candidatos naturais em um estudo específico de padronização da transformação.

Note-se que a rigor tem-se um processo de realimentação envolvido nas definições de arranjos e de padrões de transformação, posto que a definição do arranjo depende dos padrões e vice-versa.

Com base em experiências concretas de empresas do Setor Elétrico brasileiro, como a CESP e a própria ELETROPAULO citada há pouco, propõe-se simplificar o processo definindo, inicialmente, os arranjos com base a padronizações provisórias e, em seguida, a partir dos arranjos selecionados realizar os estudos de padronização de equipamentos.

Como diretrizes típicas para o estabelecimento de variantes, pode-se citar:

- *A ponta anual da SE não deve exceder o limite de carregamento dos transformadores instalados, em condição normal de operação.*

- *Na contingência de uma unidade transformadora, nas configurações com mais de uma unidade, o carregamento das unidades remanescentes não deverá ultrapassar o limite de sobrecarga de curta duração na configuração pré-manobra, bem como não deverá ultrapassar o limite de sobrecarga de longa duração na configuração pós manobra.*

Observe-se que se pode optar por realizar os estudos de confiabilidade sem considerar sobrecargas de curta duração e manobras de transferência de carga, admitindo-se que a configuração planejada deve visar um desempenho adequado sobretudo em situação de normalidade financeira. Isto não traz qualquer problema adicional sendo que, pelo contrário, permite simplificar a modelagem em certa extensão.

Para fixar idéias, apresenta-se na Figura 7.2 uma ilustração de três políticas de instalação distintas para uma configuração com três transformadores e uma dada curva de carga (taxa de crescimento fixada e ponta anual inicial fixada).

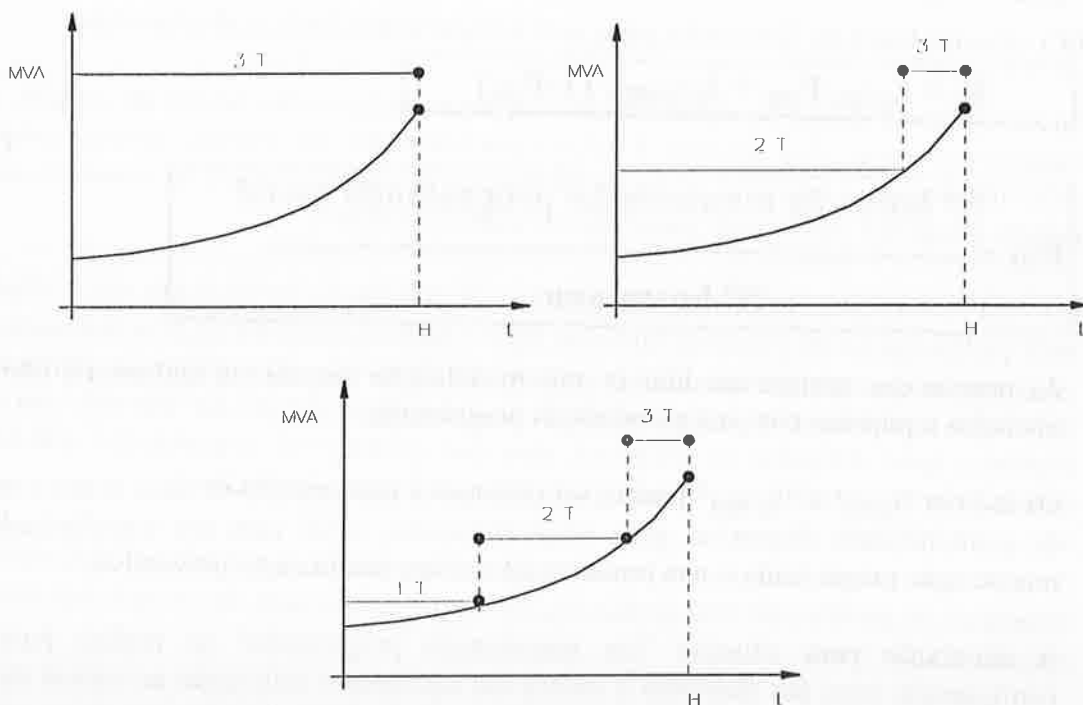


Figura 7.2 : Políticas de Instalação de Transformadores para Mesma Configuração Final da SE

iv) - Dados Estocásticos

Os dados estocásticos a utilizar dizem respeito às taxas de falha e tempos médios de reparo a nível de componente, os quais deverão ser provenientes da utilização de uma "Base de Dados para Estudos de Confiabilidade", que deverá ser implementada antes do início do estudo, na medida em que evoluam os procedimentos de planejamento na direção da utilização plena de métodos e critérios de natureza probabilística .

v) - **Representação da Manutenção Programada**

A representação da manutenção programada é, em geral, importante em estudos específicos de confiabilidade de SE's, a despeito de sua repercussão nos índices de confiabilidade global não ser tão expressiva. Esta assertiva se justifica, posto que este tipo de manutenção é realizada, sempre que possível, em momentos favoráveis para o sistema, como os fins de semana, além do fato de que sua duração é reduzida no caso de equipamentos de transmissão.

Nos casos em que o modelo computacional não permita representar automaticamente este tipo de manutenção, pode-se estabelecer uma avaliação de seus efeitos a partir do Teorema de Bayes.

Assim, seja " I_C " um índice de confiabilidade qualquer e " $I_{C/m}$ " e " $I_{C/nm}$ " os valores desse mesmo índice dado que há manutenção programada na SE e dado que não há manutenção programada na SE, respectivamente. Sejam ainda P_m a probabilidade de se estar realizando manutenção programada na SE. Pode-se escrever que:

$$I_C = I_{C/m} P_m + I_{C/nm} \cdot (1 - P_m)$$

(7.3)

$$P_m = \frac{\text{N}^\circ \text{ horas de manutenção programada anual}}{\text{N}^\circ \text{ horas ano}}$$

Assume-se que sempre que houver uma manutenção forçada em andamento não serão liberados equipamentos para manutenção programada.

Os índices " $I_{C/m}$ " e " $I_{C/nm}$ " podem ser calculados processando-se duas vezes o modelo de confiabilidade disponível para, respectivamente, a SE com um transformador em manutenção programada e sem transformadores em manutenção preventiva.

A simulação para situação "em manutenção programada" se realiza para uma configuração com um elemento a menos em operação e utilizando as curvas de carga correspondentes a fins de semana.

Note-se que representar a manutenção programada pelo simples acréscimo da indisponibilidade e taxa de saída dos equipamentos dará resultados totalmente equivocados, posto que o número de horas de manutenção preventiva é relativamente elevado e este tipo de representação permitiria alocar estas horas mesmo nos horários de maior carga do sistema (ponta de dias úteis), além de computar eventos em que a manutenção programada estaria se iniciando após falha de um equipamento, penalizando artificialmente os resultados.

vi) - Análise de Confiabilidade a Nível de Sistema

Concluída a etapa de pré-seleção de alternativas, cujos procedimentos detalhados serão discutidos no item de "Análise Econômica" (7.4.5), um elenco reduzido de alternativas pré-selecionadas deverá ser reavaliado para a seleção final do tipo de arranjo a adotar nas futuras SE's.

Para embasar a tomada de decisão definitiva, propõe-se estabelecer uma análise de confiabilidade dos arranjos, ponderando seu papel no sistema, ao longo do horizonte decenal de planejamento da expansão. Para tanto, sugere-se os seguintes procedimentos:

- P₁** - Cada SE do tipo considerado (ETT ou ETD de determinado padrão) que se prevê comissionar no horizonte, deverá ser simulada com uma configuração de barras que contemple uma das alternativas de arranjo pré-selecionadas anteriormente.

- P₂** - A evolução da capacidade instalada em cada SE do sistema que seja de interesse para a análise, deverá estar definida pelos estudos tradicionais determinísticos ou ainda de acordo com a nova filosofia de critérios/metodologias desta Tese, quando o instrumental necessário se afigure disponível.

- P₃** - A nível dos estudos de Confiabilidade Global, os arranjos serão diferenciados pelas taxas de saída dos "bays" e tempos médios de reparo, extraídos dos estudos da etapa de pré-seleção de alternativas.

- P₄** - A modelagem computacional deve ser aquela disponível com um pacote "Confiabilidade Global de Sistemas - PACOS" [Ramos, D.S. ; 1988] ou similar, com todas as suas facilidades de representação de chaveamentos, transferência de carga, etc... .

- P₅** - As simulações devem ser repetidas para todos os arranjos pré-selecionados, remetendo os resultados para a análise econômica.

Note-se que a flexibilidade operativa dos arranjos estará de certa forma contemplada quantitativamente, posto que este atributo se reflete nos tempos médios de reparo/ transferência de carga. Por outro lado, o atributo "facilidade de expansão" não deverá ser contemplado explicitamente nesta etapa do processo, embora não seja impossível, devido ao excessivo labor que iria demandar, reservando-se sua influência para a etapa de pré-seleção de alternativas.

7.2.3.4 - *Inclusão dos Aspectos Adicionais*

Na etapa de pré-seleção de alternativas, recomenda-se incluir na análise uma ponderação dos atributos "Flexibilidade Operativa" e "Facilidade de Expansão", a seguir enfocados.

i) - Flexibilidade Operativa

A cada mudança de configuração do diagrama de manobra da SE, que possa ocorrer para liberação de equipamentos para manutenção, corresponde uma sequência de operações de chaveamento de seccionadoras e disjuntores.

Tais sequências podem ser computados em cada arranjo, por classe de tensão que estiver sendo analisada, ponderadas pelo tempo de realização e pelo número esperado de ocorrências (ciclo de manutenção preventiva da empresa para cada tipo de equipamento).

Os valores assim obtidos podem ser afetados por pesos escolhidos em função da importância relativa de cada pátio da SE, produzindo indicadores convenientes. Seja então:

$$I_{FO} = P_1 I_{kV1} + P_2 I_{kV2} + \dots + P_k I_{kVk} \quad (7.4)$$

Onde:

I_{FO} = índice de flexibilidade operativa;

P_i = peso arbitrário para ponderar o índice relativo ao pátio de tensão nominal kV_i .

$$\sum_{i=1}^k P_i = 1.0 \quad (7.5)$$

$$I_v = TC_v * NC_v * DC_v + TD_v * ND_v * DD_v$$
$$v = kV_1, kV_2, \dots, kV_k$$

TC_v = ciclo de manutenção da companhia para chaves seccionadoras, do pátio de tensão nominal "v";

NC_v = número de operações de chaveamento de seccionadoras na alternativa de arranjo em estudo para o pátio de tensão nominal "v";

DC_v = duração de uma operação de chaveamento de chaves seccionadoras no pátio de tensão nominal "v";

TD_v, ND_v, DD_v = idem anteriores em termos de definição, porém aplicado aos disjuntores, sendo que o tempo de operação de disjuntores "DDv" inclui, para este tipo de aplicação, o tempo de manobra das seccionadoras necessárias para liberação do equipamento para manutenção.

Os índices de flexibilidade operativa são tanto melhores quanto menor seu valor e devem ser utilizados para "desempatar" alternativas de custo global muito próximo.

ii) - Facilidade de Expansão

A facilidade de expansão é um tipo de atributo que distingue entre si alguns tipos de arranjo, posto que há aqueles em que uma etapa de expansão pode ser realizada sem maiores transtornos operativos, enquanto que em outros surge a necessidade de operar em condições precárias durante algum tempo na fase construtiva.

Um exemplo clássico desse último caso é o arranjo em anel, em que durante uma ampliação se impõe uma operação com "anel aberto", que nada mais é que barramento simples seccionado, degradando muito a qualidade do serviço durante este período.

A inclusão deste atributo na análise pode ser efetivada simulando-se, através do modelo de confiabilidade de SE's, a operação da estação durante a fase construtiva da ampliação.

Os índices de confiabilidade obtidos podem, posteriormente, ser compostos com os índices das etapas de operação em condições adequadas, via Teorema de Bayes, produzindo um índice final que pondera em sua formação o atributo "facilidade de expansão".

A probabilidade da SE estar operando com configuração degradada, necessária para aplicação no Teorema de Bayes, pode ser avaliada pelo quociente entre o tempo esperado de operação com configuração degradada na vida útil da SE e a própria vida útil da SE.

Por sua vez, o tempo esperado de operação com reduzida redundância pode ser estimado a partir das etapas de expansão projetadas para a SE e o período de operação com configuração degradada para cada etapa de ampliação.

7.2.3.5 - Análise Econômica das Alternativas de Arranjo

i) - Custo de Investimento

Na análise econômica das alternativas devem ser considerados os custos de investimento, incluindo o cômputo dos "Juros Durante a Construção JDC" no conceito econômico, conforme explicitado em 7.2.3.2 deste capítulo.

ii) - Depreciação e Remoção de Equipamentos

Recomenda-se a utilização do **Método das Anuidades Equivalentes ou dos Rendimentos Necessários** [Ramos, D.S. et alli; 1986], pois esta forma de ataque ao problema permite ponderar automaticamente o problema de depreciação (pela lei do

"Sinking Fund") e valor residual dos equipamentos no instante de uma remoção, além de permitir computar automaticamente o problema de normalização de vidas úteis e valor residual dos equipamentos no horizonte de estudos, que pode ser diferente para equipamentos do mesmo tipo que tenham sido comissionados em instantes diferentes do horizonte de expansão e, por conseguinte, tenham sofrido uma utilização diferenciada no período de análise.

A metodologia proposta, mais simples que a sugerida em [Maurício, W. et alii; 1987], permite ainda que se considere a possibilidade de aproveitamento não imediato de equipamentos "salvados" ou "removidos" de uma SE e que, portanto, venham a ficar algum tempo ociosos no almoxarifado. Conforme demonstrado em [Ramos, D.S. et alii; 1986], a consideração de ociosidade no método dos Rendimentos Necessários é simples, bastando considerar que as anuidades equivalentes de um equipamento ocioso se reduzam à parcela de remuneração de capital (a menos de um pequeno ajuste), deixando-se de computar a parcela de depreciação nos custos anuais equivalentes.

Para estabelecer uma notação, seja então I_E o investimento equivalente de um equipamento que inicia sua operação no ano "E" do horizonte de análise econômica e é retirado de operação no ano "k", voltando a ser aproveitado no sistema "m" anos depois.

O custo anual equivalente deste equipamento, a partir do ano de seu comissionamento se escreve :

$$CAEQ = I_E FRC(i, VU)$$

(7.6)

Onde:

FRC = fator de recuperação de capital = $i(1+i)^{VU} / [(1+i)^{VU} - 1]$

VU = vida útil do equipamento (anos)

i = taxa de atualização de capital (p.u. a.a.)

Este custo anual equivalente pode ser interpretado como a soma de duas parcelas, sendo uma delas destinada a remunerar o capital empregado na aquisição e instalação do equipamento e a outra destinada a cobrir a depreciação oriunda de sua utilização. Assim:

$$CAEQ = R + D$$

onde:

R = remuneração do capital = $I_E \cdot i$

D = parcela de depreciação anual = $i / [(1+i)^{VU} - 1]$

Como propriedades interessantes, tem-se que:

- (i) A somatória dos custos anuais equivalentes a valor presente, ao longo da vida útil do equipamento, restituem o investimento realizado.

$$\sum_{k=1}^{VU} CAEQ / (1 + i)^k = I_E$$

(7.7)

- (ii) A somatória das parcelas de depreciação, a valor futuro, recompõem o investimento realizado, dando margem à interpretação de que se cada parcela fosse destinada a um fundo de depreciação que rendesse juros iguais ao custo de oportunidade de capital que se está considerando, ao final da vida útil do equipamento se teria acumulado recursos, nesse fundo, para a aquisição de um equipamento novo, permitindo dessa forma sua reposição.

$$\sum_{k=1}^{VU} D \cdot (1+i)^{VU-k} = \sum_{k=1}^{VU} CAEQ / (1+i)^k = I_E$$

(7.8)

pois: $D = CAEQ / (1+i)^{VU-k}$

Durante um período em que o equipamento permaneça ocioso, demonstra-se na referência citada que o custo anual equivalente passa a ser, durante o período de ociosidade, igual a:

$$CAEQ' = R D'$$

(7.9)

onde D' representa o rendimento que o capital acumulado no fundo de depreciação estaria rendendo. Assim:

$$D' = i \cdot FD(R)$$

(7.10)

onde:

FD(R) = montante acumulado no fundo de depreciação entre os anos "E" e "R", em que "E" simboliza o ano de entrada em operação e "R" o ano de remoção do equipamento.

$$FD(R) = \sum_{k=E}^R D \cdot (1+i)^{(R-k)}$$

A Figura 7.3 ilustra o fluxo de caixa representativo do ciclo operativo descrito.

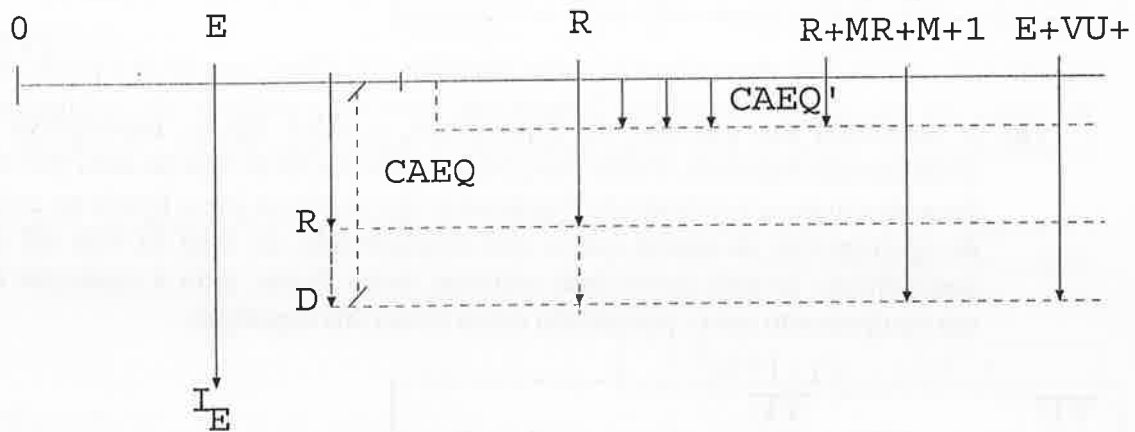


Figura 7.3 : Fluxo de Caixa Representando Depreciação e Ociosidade

iii) - Curva de Carga das Subestações

Propõe-se utilizar como curva diária de carga da SE, a curva que represente o perfil típico da carga da área de atendimento onde serão situadas a maioria das SE's a dispor futuramente do arranjo em análise.

Para a curva de crescimento da demanda máxima anual ao longo do tempo, propõe-se estabelecer um ajuste de parâmetros para obter-se uma curva do tipo exponencial ou logística (exponencial com saturação), com auxílio de técnicas de regressão linear/mínimos quadrados.

Os pontos a serem considerados para a análise de regressão corresponderiam às projeções de mercado da área de atendimento das SE's, quando tomadas em valor por unidade da potência inicial.

A curva obtida seria então do tipo:

$$P_A(i) = P_I (1+b)^i$$

(7.12)

onde:

P_I = ponta anual de carga da SE nop ano inicial de operação

b = taxa de crescimento média da carga, obtida por análise de regressão sobre os dados de mercado da região atendida.

i = ano do horizonte de expansão

$P_A(i)$ = ponta anual de carga da SE no i -ésimo ano do horizonte, correspondente ao i -ésimo ano de operação da subestação.

Deve-se estabelecer ainda a potência final da subestação, que irá, em consequência permitir a definição da ponta final da SE, em função do número de unidades transformadoras instaladas na etapa final e dos critérios de sobrecarga considerados.

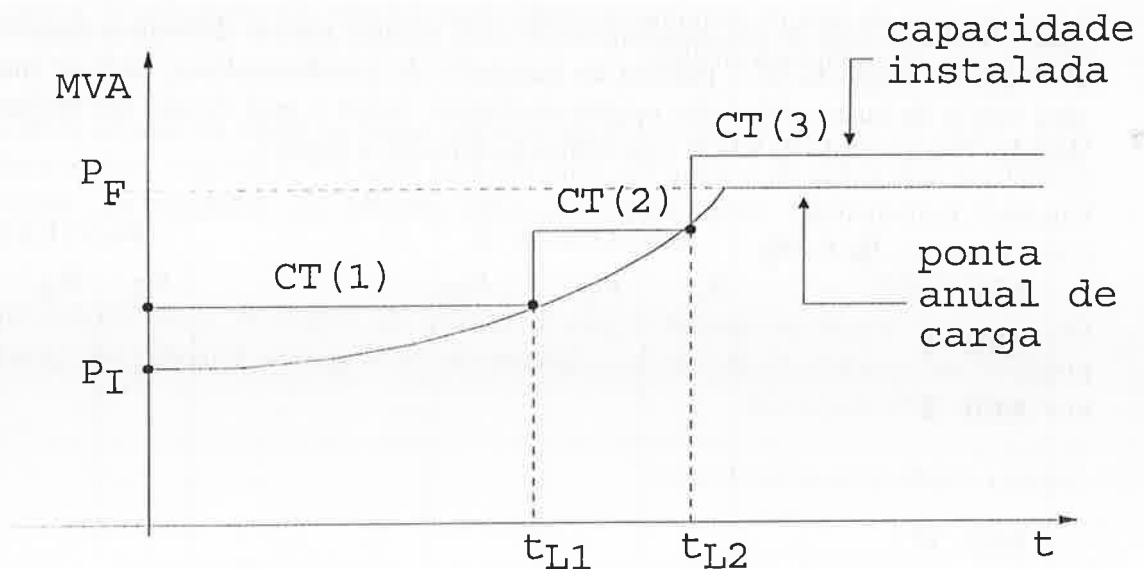
Sendo então definidos " P_I ", ponta de carga inicial da SE, " P_F " que seria a ponta anual de carga da SE após a saturação, juntamente com uma política de instalação de transformadores, obtém-se uma curva semelhante à ilustrada na Figura 7.4 a seguir.

Os tempos t_{L1} e t_{L2} , que caracterizam instantes de ampliação da subestação, podem ser facilmente calculados por :

$$CT(1) = P_I (1+b)^{t_{L1}} \tag{7.13}$$

e daí:

$$t_{L1} = [\ln(CT(1)) - \ln(P_I)] / \ln(1+b)$$



$CT(k)$ = capacidade de transformação instalada na k -ésima etapa de evolução da SE.

Figura 7.4 : Evolução de Carregamento e Capacidade de uma Subestação.

Analogamente:

$$t_{L2} = [\ln(CT(2)) \ln(P_I)] / \ln(1+b)$$

(7.14)

Como, na prática, os arranjos serão instalados em SE's com diferentes pontas de carga iniciais e distintos valores de potência final, recomenda-se, a bem da robustez das conclusões, empreender uma análise dos arranjos candidatos para alguns valores da relação (P_F / P_I), assim como para duas ou três políticas de instalação e/ou padronização de unidades transformadoras. Uma aplicação prática pode ser encontrada em [Portela,C.M.;Ramos,D.S.et alli;1983], ilustrando bastante bem as recomendações deste tópico.

iv) - Avaliação do Custo Global e Tomada de Decisão

Tendo-se efetuado análise de confiabilidade das alternativas de arranjo dentro das hipóteses estabelecidas, torna-se possível valorizar economicamente o nível de qualidade de atendimento, atribuindo um custo econômico para a energia não suprida. O valor unitário do custo do déficit deverá ser escolhido em função dos dados disponíveis, como por exemplo os citados em [Schilling, M.Th. ; Ramos, D.S.; 1993].

Quantificado o custo de não atendimento de cada arranjo, para os diferentes cenários de evolução da carga da SE e política de instalação de transformadores, pode-se montar uma tabela de custo global das opções analisadas, sobre a qual deverá ser embasar a decisão. Um exemplo da tabela a ser obtida é oferecido a seguir :

ARRANJO \ $\frac{P_F}{P_I}$	Politica 1			...	Politica K		
	R ₁	R ₂	... R _M		R ₁	R ₂	... R _M
ARR 1							
ARR 2							
...							
ARR N							

Tabela 7.1 : Custo Global das Alternativas Analisadas

Na notação da tabela, tem-se:

- ARR_k = k-ésima alternativa de arranjo estudada
- R_k = k-ésima alternativa de relação (P_F / P_I)

Deve-se pré-selecionar, das "N" alternativas estudadas, aquelas que oferecem o mínimo custo global para a maioria dos cenários, que correspondem a cada coluna da tabela. O resultado do processo deve ser um elenco reduzido de opções, com custos próximos e para os quais se avalie também o atributo de flexibilidade operativa, elenco este que deverá ser submetido a uma análise mais aprofundada, incluindo a análise do desempenho do sistema no período decenal da expansão. Uma descrição sucinta da etapa final de seleção de alternativas é o objetivo do próximo tópico.

7.2.4 - Cadeia de Procedimentos e Seleção Final de Alternativas.

O encadeamento lógico dos procedimentos para comparação de alternativas de arranjos de manobra de SE's, desde a etapa de pré-seleção, até a etapa de comparação e seleção final é oferecido no Fluxograma 7.1 que se segue. Nota-se que após a etapa de pré-seleção de alternativas, o elenco reduzido deve ser estudado no nível de sistema, com avaliação de confiabilidade realizada nos moldes descritos no item 7.2.3.3 "Estudos de Confiabilidade".

Em seguida, procede-se a uma valorização do custo de energia não suprida das alternativas, o qual, após adicionado aos custos de investimento, compõe o custo global de cada opção em cotejo. Finalmente, a comparação entre os custos globais conduz à seleção da alternativa de mínimo custo, a qual deve ser recomendada para implementação nas expansões futuras do sistema.

7.2.5 - Considerações Finais

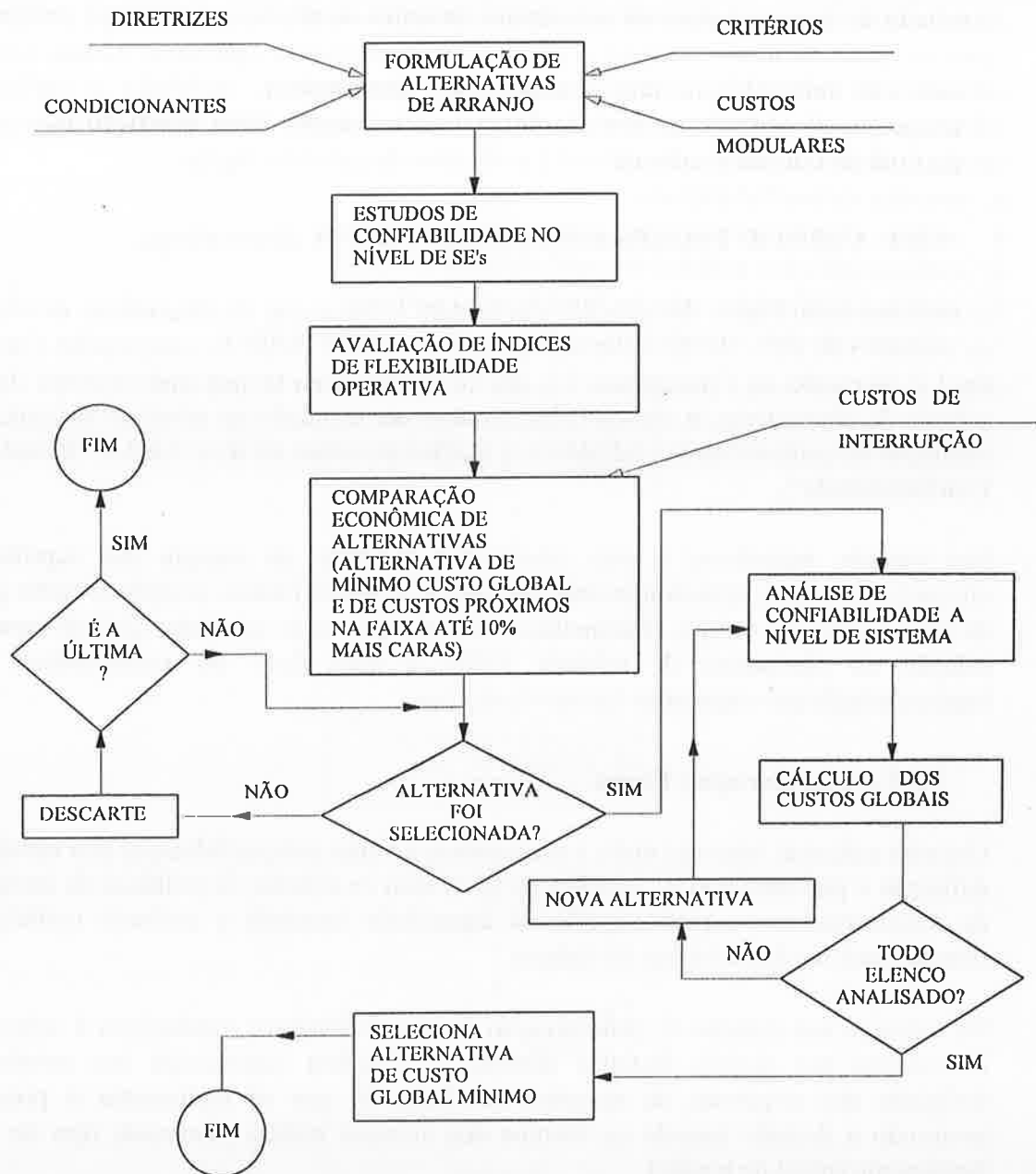
Convém salientar, uma vez mais, a necessidade de uma compatibilização dos estudos de definição e padronização de arranjos de SE's, com os estudos de políticas de instalação de transformadores e padronização da capacidade instalada e potência unitária dos transformadores das estações do sistema.

Na hipótese dos estudos de padronização de transformadores conduzirem à seleção de alternativas por demais distintas daquelas que foram cearizadas nos estudos de definição dos esquemas de manobra das SE's, há que se realimentar o processo, revisando a decisão tomada na escolha dos arranjos padrão para cada tipo de SE e barramento (nível de tensão).

7.3 - Padronização de Unidades Transformadoras e Capacidade Instalada de SE's.

7.3.1 - Considerações Gerais

Neste tópico, desenvolve-se um tema bastante importante para a otimização econômica do dimensionamento do sistema, que é a padronização de unidades transformadoras e a definição da capacidade instalada final de SE's. Assume-se que em função de padrões existentes ou alternativa formulada para compor o elenco das alternativas candidatas, se tenha efetuado os estudos referidos no item anterior e, portanto, se disponha de esquema de manobra já definido para as SE's envolvidas nos estudos de padronização.



Fluxograma 7.1: Procedimentos para Comparação e Seleção de Alternativas de Arranjos de SE's.

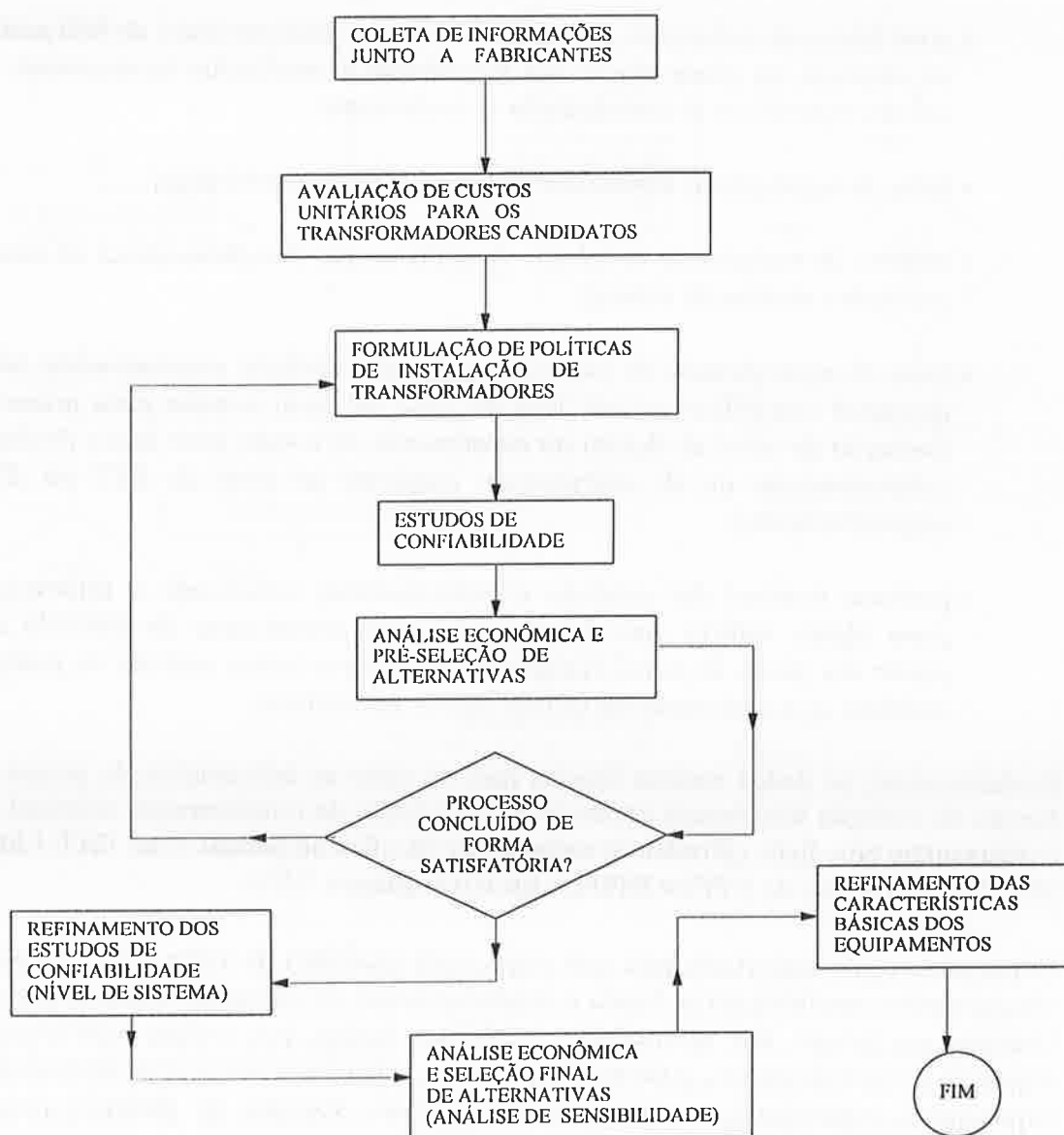
Também aqui, convém salientar que as empresas normalmente dispõem de padrões para suas ETT's e ETD's, porém o objetivo perseguido neste capítulo é de municiar a área de planejamento da empresa com um ferramental metodológico para que, a partir da utilização da adequada modelagem computacional do sistema, se possa desenvolver, quando julgado oportuno e conveniente, análises detalhadas de revisão dos padrões existentes e, em função de tais análises, eventualmente recomendando alteração no "status quo" atual para a expansão da rede elétrica.

7.3.2 - Etapas de um Estudo de Padronização

As principais etapas a desenvolver neste tipo de estudo são:

- coleta de dados de equipamentos junto aos fabricantes;
- levantamento de custos para os padrões estabelecidos como alternativas;
- formulação de alternativas;
- estudos de confiabilidade;
- análise econômica para pré-seleção de alternativas;
- refinamento dos estudos de confiabilidade;
- análise econômica e seleção final de alternativas;
- refinamento das características básicas dos equipamentos.

O encadeamento destas atividades é apresentado a seguir no fluxograma 7.2.



FLUXOGRAMA 7.2 : Comparação e Seleção de Alternativas para Padronização da Capacidade Transformadora de SE's.

7.3.3 - Levantamento de Preços de Equipamentos

Ao início de um estudo de padronização, convém atualizar as informações disponíveis na empresa, até porque deverão ser cotejados equipamentos distintos, em porte e características básicas, daqueles que venham sendo adquiridos em passado recente. Assim, deve ser elaborado um questionário detalhado, para envio a fabricantes nacionais de transformadores, de modo a se poder ter bem estabelecidas as diferenças de preços de equipamentos em função de:

- *tipo de ligação dos enrolamentos, como por exemplo delta / estrela aterrada versus estrela aterrada / estrela aterrada / delta, passíveis de utilização em estações de transmissão e, eventualmente, até estações de distribuição;*
- *nível básico de isolamento, propondo-se uma ou duas variantes de NBI padrão da empresa, as quais devem ser formuladas e analisadas tecnicamente em estudos específicos de coordenação de isolamento;*
- *faixa de regulação do comutador automático de taps sob carga;*
- *número de estágios de ventilação forçada versus transformadores de mesma potência e ventilação natural;*
- *faixa de especificação da impedância de curto-circuito, eventualmente sendo desejável especificar valores fora da faixa de custo mínimo para promover limitação do nível de defeito no enrolamento de tensão mais baixa (redes de subtransmissão ou de distribuição, conforme se trate de ETT ou ETD, respectivamente);*
- *potência nominal das unidades transformadoras, solicitando-se informações para alguns valores discretos julgados mais promissores de antemão e, a partir dos quais, se possa extrapolar custos para outros padrões de potência unitária, se o andamento do estudo indicar conveniente.*

Evidentemente, os dados básicos fixados para se obter as informações de preços em função de variação nos demais parâmetros, é a relação de transformação nominal dos enrolamentos principais (primário e secundário), idêntica ao padrão atual EAT / MT e MT / BT para o caso de ETT's e ETD's, respectivamente.

Como observação importante para esta etapa, após recebidos de volta os questionários encaminhados aos fabricantes, figura o estabelecimento de curvas de Custo x Potência Unitária em função das informações recebidas. Assim, por análise estatística de regressão e ajuste de curvas, pode-se, em princípio, estabelecer uma curva, normalmente exponencial, relacionando custos para dois valores distintos de potência para as unidades transformadoras do tipo de SE em análise.

A expressão matemática resultante será do tipo indicado a seguir .

$$(C_2 / C_1) = (P_2 / P_1)^k$$

onde: (7.15)

C_2 ; C_1 = preços para os padrões de potência P_2 e P_1 , respectivamente

k = parâmetro a se obter em função da análise estatística das informações recebidas (pontos informados pelo fabricante), usualmente na faixa 0,6 a 0,8.

A partir de uma expressão deste tipo, se torna possível estimar, sem recorrer novamente aos fabricantes, custos para padrões de potência unitária que não tenham sido solicitados na pesquisa realizada.

7.3.4 - Formulação de Alternativas de Padrão e Políticas de Instalação

Torna-se bastante difícil estabelecer regras definidas para formular alternativas de padrão e políticas de instalação para uma situação genérica, sem um caso concreto em mãos. No entanto, algumas linhas orientativas básicas podem ser delineadas para nortear procedimentos em situações específicas:

- Ponderar os padrões existentes, adotando estes padrões, inclusive, como alternativa de referência nos estudos; propostas completamente diferentes, em geral, tem pouca chance de viabilização prática.
- Considerar as limitações existentes, por exemplo, na rede de distribuição, onde um nível excessivo de curto-circuito, por exemplo, pode inviabilizar transformadores de porte elevado nas ETD's, a despeito da economia de escala que esta alternativa pudesse proporcionar.
- Considerar limitações com circuitos de saída (ou de entrada) e de espaço físico necessário para instalação, para estabelecer padrões para a capacidade instalada na etapa final de evolução para o tipo de SE em análise.
- Na formulação de políticas de instalação de transformadores considerar a busca de uma solução de compromisso entre adiamento de investimentos e custo de não atendimento, função da deterioração da qualidade de serviço; assim, deve-se ponderar alternativas em que, para cada estágio evolutivo, a capacidade instalada seja estritamente suficiente para não haver cortes de carga em condição normal de operação, juntamente com alternativas de maior redundância, onde uma antecipação da instalação de outras unidades proporcione reserva quente para contornar situações de contingência.

Para visualização de uma situação concreta, recomenda-se a consulta a [Portela, C.M.; Ramos, D.S.; et alli; 1983] referenciada no último capítulo desta Tese .

7.3.5 - Estudos de Confiabilidade

Formulado um elenco de alternativas básicas de potência instalada final / potência unitária de transformação e suas variantes, representadas por diferentes políticas de instalação, pode-se proceder a uma análise de confiabilidade visando determinar o custo de não atendimento inerente a cada uma das hipóteses comentadas.

Nesta etapa, face ao número elevado de alternativas em cotejo, recomenda-se utilizar um programa de confiabilidade com representação a nível de subestação, deixando para etapa seguinte o enfoque de confiabilidade global no nível do sistema.

No estudo deve ser adotada uma curva de carga compatível e a mais representativa possível da carga a ser suprida pelo universo das SE's do tipo em análise ("ETT" ou "ETD"), tanto em termos do perfil da curva de carga ao longo do dia e do ano, quanto em termos de taxas de crescimento ao longo de um horizonte. Deve-se efetivar a análise, também, para alguns valores distintos da relação entre ponta final e ponta inicial da SE. Nas avaliações de energia não suprida devem ser consideradas as capacidades de carregamento dos transformadores, determinadas para situações de contingência de longa duração, pelas razões já expostas no item de "Estudos de Confiabilidade" para o caso de arranjo de SE's. Também, de forma análoga ao descrito para os estudos de definição de arranjos de SE's se pode, a critério do planejador, incorporar a representação da Manutenção Programada.

7.3.6 - Análise Econômica e Pré-seleção das Alternativas

Na análise econômica das alternativas formuladas, comparecem basicamente os custos de investimento e de energia não suprida, já que em uma análise a nível de subestação as perdas não são avaliadas usualmente, embora possam também ser incorporadas, de forma simplificada, na ponderação econômica. Para o estabelecimento de algumas observações importantes, estes itens são focalizados a seguir.

- **Custos de Investimento** Devem ser calculados, para cada alternativa, a partir de custos modulares para os bays, onde se diluem habitualmente os custos de terreno e obras civis / montagem e o custo dos equipamentos, avaliados com base ao exposto em 7.3.3. Para o cálculo dos custos anuais equivalentes devem ser considerados os investimentos afetados dos "Juros Durante a Construção" no conceito econômico, avaliados a partir de cronogramas de desembolso típicos, em conformidade ao detalhamento apresentado anteriormente para o caso de arranjos de SE's.
- **Custos de Energia Não Suprida** Devem ser estimados com base a custos unitários de interrupção, sob dois enfoques possíveis: (i) utilização de valores bem definidos, que se considere representativos da região de carga em tela; ou (ii) apresentação de resultados em forma paramétrica, função dos próprios custos unitários de interrupção, visando embasar a etapa decisória.

- **Custos de Perdas** Podem ser incorporados à análise e, em geral, irão penalizar as políticas de reduzida redundância; na mesma direção, portanto, que os custos de deterioração da qualidade de serviço. De forma simplificada, pode-se avaliar as perdas a nível de subestação (perdas somente nos transformadores) transformando a curva de carga expressa em MVA para unidade de corrente, na premissa de tensão nominal aplicada aos enrolamentos durante todo o tempo. Em função de um maior ou menor número de unidades em paralelo para o atendimento à carga em determinado ano do horizonte, haverá variação no nível de perdas e a valorização econômica desta variação pode perfeitamente ser incorporada à comparação econômica. Os procedimentos de valorização de perdas podem ser assumidos idênticos aos apresentados na referência [Ramos, D.S. ; et alli ; 1987] voltada para análise econômica de projetos.

Na análise dos resultados, na hipóteses de adoção de valores específicos para o custo unitário de interrupção (avaliados de acordo com [Schilling, M.Th. ; Ramos, D.S.; 1993]), torna-se mais simples identificar a alternativa de custo mínimo e aquelas na faixa de até 10% de sobrecusto, para se passar à fase seguinte do processo de seleção.

Na hipótese, porém, de não se dispor do parâmetro "custo de interrupção" bem definido ou, em outras palavras, na hipótese de não se depositar a necessária confiança nas estimativas disponíveis (o que pode ser a hipótese mais provável), o processo de pré-seleção de alternativas torna-se sensivelmente mais complexo.

Considerando o grande número de parâmetros envolvidos e a constatação de que, devido às diferentes proporções dos custos de instalação e energia não fornecida no custo total e às diferentes relações entre custos de instalação de duas potências nominais de SE's, para as diversas políticas que forem formuladas, as posições relativas para um dado custo de carga interrompida poderiam ser distintas, para duas subestações com potências nominais diferentes, daquelas verificadas para um outro valor do custo de interrupção, deverá se afigurar impossível estabelecer conclusões genéricas.

Em outras palavras, isto quer dizer que a alternativa ótima para uma determinada faixa de valores do custo de déficit intempestivo pode não ser ótima para uma outra faixa, impondo uma análise do tipo paramétrica.

Em geral, este tipo de análise deverá indicar que:

- *Valores reduzidos do custo econômico da energia não fornecida privilegiam as alternativas e políticas que exibem menor redundância e, portanto, menores custos de instalação.*
- *Valores elevados da relação (P_F / P_f) entre a carga inicial da SE e a potência atendida final, relação que reflete se a SE entrará em operação já bastante carregada ou se irá assumindo carga paulatinamente ao longo do tempo, privilegiam alternativas referentes à políticas de instalação que prevêm entrada escalonada de unidades ao longo do tempo, auferindo das vantagens de postergação do custo de investimento.*

- *Relações reduzidas da relação (P_F / P_I), indicando que a SE entra em operação já com carregamento expressivo, privilegiam alternativas com nível de confiabilidade elevado, referentes à configurações com maior número de unidades em paralelo e entrada em operação imediata da quase totalidade das unidades, senão a totalidade no caso de apenas 2 ou 3 unidades na configuração final. Esta situação representa SE's que entram em operação para o atendimento a áreas com grandes e importantes consumidores (por exemplo, um Shopping Center) ou cargas industriais, caso em que os custos de não atendimento realmente deverão preponderar no processo decisório.*
- *Valores elevados do custo de interrupção irão privilegiar alternativas de maior confiabilidade, correspondentes àquelas em que se prevê utilização de transformadores de maior potência nominal unitária e, na etapa final, uma certa folga em relação à ponta de carga da SE, como também privilegia políticas de instalação que prevêem instalação de maior número de unidades nas etapas iniciais.*

Na fase decisória do processo de pré-seleção de alternativas, deve-se optar por uma faixa de valores de custo unitário de interrupção que se considere mais plausível para a área de carga em foco, selecionando alternativas que, nessa faixa de custos, se apresentam como as mais vantajosas.

7.3.7 - Seleção Final de Alternativas e Análise de Sensibilidade.

Para o elenco reduzido de alternativas selecionado na etapa inicial do estudo de padronização, propõe-se empreender uma análise mais abrangente, adotando como critério de desempate o comportamento apresentado por uma alternativa quando inserida na configuração do sistema prevista para o horizonte decenal.

A diferença fundamental se traduz em que a análise irá privilegiar os aspectos de intensidade ou esforço de investimento e de custo global, quando observados em período de tempo bastante inferior à vida útil de cada empreendimento, avaliando-se custos e benefícios antes que a SE atinja sua configuração final e/ou carregamento pleno.

Tanto a análise econômica quanto o estudo de confiabilidade deverão ser realizados nos moldes descritos no Capítulo anterior, utilizando-se o método dos "Custos Anuais Equivalentes" para investimentos e perdas, com o truncamento das séries no ano horizonte de análise, bem como um enfoque de confiabilidade global, com aplicação do modelo "PACOS", com todos os seus recursos.

A alternativa a ser selecionada deverá ser aquela que apresente o menor valor presente do custo global no período, computadas as parcelas de perdas, investimento e energia não suprida.

Não se dispendo de alternativas precisas para o custo unitário de interrupção, recomenda-se selecionar a alternativa que seja mais robusta, isto é, apresente bom desempenho econômico na faixa mais ampla de valores que englobe a gama de valores que se assuma como mais plausíveis para a área em questão.

Antes porém da tomada de decisão, convém investigar a influência de dois fatores normalmente assumidos ao início dos estudos, quais sejam:

- **taxa de atualização de capital**
- **taxa de crescimento do mercado**

A idéia seria investigar se a decisão por uma dada alternativa se mantém para variações nestes dois parâmetros, o que, se confirmado, daria muito maior respaldo à decisão e, em caso contrário, exigiria uma cuidadosa reflexão antes da recomendação de uma dada alternativa.

A taxa de atualização de capital pode ser perfeitamente investigada sem necessidade de novas simulações, bastando computar seu efeito no momento de descontar os fluxos de caixa de cada opção em cotejo. Por outro lado, a taxa de crescimento do mercado pode ser analisada, nas simulações a nível de sistema, considerando simulações de uma variação de crescimento de mercado tão somente nas SE's do tipo que estiver sendo estudado, o que provavelmente não iria requerer reanalisar a expansão do sistema como um todo, simplificando o trabalho necessário.

As análises de confiabilidade global são importantes, adicionalmente à análise com modelagem a nível de subestação, posto que os modelos de confiabilidade global analisam os montantes de energia não suprida com muito maior rigor, principalmente no caso de ETT's onde a perda de um transformador pode alterar bastante a distribuição de fluxos na malha de EAT, no caso de se considerar o remanejamento de circuitos e ETD's no nível de subtransmissão; ação que não é simulada nos modelos mais simples.

Além disso, os cortes de carga por subtensão são avaliados nos modelos de confiabilidade global (ainda que via artifícios, como no caso dos modelos baseados unicamente em fluxo de carga linearizado), enquanto que modelos de confiabilidade com representação a nível de subestação, em geral, avaliam cortes de carga somente por critérios de continuidade.

De um modo geral, reduções na taxa de atualização de capital privilegiam as alternativas que exibem maior confiabilidade, posto que são essas que intrinsecamente tem maior intensidade de investimento inicial e a redução da taxa de desconto anula em parte o benefício econômico do diferimento das inversões.

No caso da taxa de crescimento de mercado, em princípio, para as alternativas em que o custo de instalação assume a maior parcela na composição do custo global, a influência é pequena.

Por outro lado, nas alternativas em que a participação do custo econômico da energia não suprida é importante, que são aquelas em que a entrada de unidades é escalonada no tempo, a taxa de crescimento do mercado pode influenciar bastante o valor presente do custo global. Nesse caso, taxas reduzidas se refletirão em adiamento dos investimentos de ampliação e pela redução do peso do custo da energia não suprida, de vez que os cortes de carga nos anos iniciais (de maior influência no valor presente) serão menores para evolução mais lenta do carregamento da SE.

7.3.8 - Condicionamentos para Definição das Características Básicas dos Transformadores

Neste item procura-se discutir, sem muita profundidade, alguns condicionamentos importantes básicos dos equipamentos para efeito de especificação e licitação de compra.

- ***Condicionamento de Potência de Curto-Circuito***

Algumas vezes a rede emergente do enrolamento secundário (subtransmissão ou de distribuição para ETT's ou ETD's, respectivamente) possuem equipamentos cuja limitação de corrente máxima pode vir a ser excedida para certos padrões de transformador e impedância na faixa econômica.

Quando a limitação excedida disser respeito a defeitos fase à terra, salvo uma repercussão improvável sobre limitações de sobretensão sustentada nas proximidades da SE, a forma mais simples de efetivar a limitação necessária seria através da instalação de reatores ou resistores de neutro no secundário, ou ainda instalação de um reator de terciário quando se tratar de um transformador de três enrolamentos, mantendo a impedância do equipamento na faixa econômica.

Nas situações em que se fizer necessário limitar a potência de curto-circuito trifásico, há que se analisar a solução mais econômica entre especificar impedâncias de curto-circuito mais elevadas que a usual para equipamentos, com impactos no custo do equipamento em si e no regulador de tensão em carga, além de impacto no custo de compensação reativa, versus a troca de equipamentos nas proximidades da SE, até uma distância em que a impedância própria dos cabos das linhas ou alimentadores exerça, por si só, a limitação desejada.

- ***Condicionamento de Regulação de Tensão sob Carga***

A faixa de regulação de tensão necessária exerce impacto apreciável no custo final do transformador e sob este aspecto, convém especificar a(s) impedância(s) de curto-circuito no extremo inferior da faixa de mínimo custo. Há que se atentar, no entanto, para uma conjugação adequada com os aspectos de limitação de correntes de defeitos, consoante as considerações do tópico anterior.

- **Condicionamento de Consumo de Potência Reativa**

A especificação de um determinado valor de impedância para todo um universo de equipamentos irá, certamente, impactar o dimensionamento da compensação de reativos do sistema e isto deverá estar ponderado adequadamente, no momento de se decidir a especificação do parâmetro "impedância de curto-circuito".

De modo simplificado, pode-se estimar o impacto de uma especificação de impedâncias, por exemplo, 1% maior que um valor de referência, avaliando qual seria o montante teórico de capacitores a serem instaladas localmente na SE para compensar todo consumo dos transformadores no horário de ponta de carga. A avaliação do consumo de reativos se faz, por simplicidade, transformando os "MVA" da carga no horário de ponta em corrente, na premissa de tensão nominal aplicada ao secundário.

Na comparação do custo de compensação entre duas alternativas de valor de impedância, admite-se que a cada ano se instalaria os capacitores necessários para compensar o acréscimo de consumo de reativos em função da evolução da própria carga, valorizando a diferença de custos de compensação pela diferença entre os custos dos capacitores instalados, na premissa de que os demais custos pertinentes seriam iguais para as duas alternativas.

A análise econômica pode ser desenvolvida para uma ou mais políticas de instalação de transformadores de um determinado padrão, assumindo-se valores para a taxa de crescimento da carga; taxa de atualização de capital; horizonte de análise (normalmente igual à vida útil assumida para os equipamentos); custos unitários de compensação reativa.

Convém, além disso, focalizar parametricamente diversas relações entre a ponta final (P_F) e a ponta inicial de carga (P_I) da subestação, posto ser este um parâmetro importante para o cálculo do valor presente da compensação reativa teórica que compensaria o consumo dos transformadores.

7.4 - Padronização de Bitolas para Condutores de Linhas de Transmissão

7.4.1 - Considerações Iniciais

A definição da bitola de uma linha de transmissão deve atender a ponderação de diversos fatores, como por exemplo (i) o nível de carregamento e, conseqüentemente, o nível de perdas Joule ao longo da vida útil; (ii) o comprimento da linha e, conseqüentemente, sua influência no comportamento do sistema, tanto em termos de estabilidade, quanto de queda de tensão operativa; (iii) as condições ambientais e restrições relativas a alturas de segurança; (iv) nível de isolamento e restrições quanto à interferências eletromagnéticas; etc... .

A influência de tais fatores deve ser observada durante um período suficientemente longo, que garanta uma representatividade dos resultados face à vida útil usualmente assumida para as instalações de transmissão, algo em torno de 30 anos.

Desde o início da expansão vertiginosa dos sistemas elétricos, passando-se a implementar grandes redes interligadas, as linhas de transmissão tem desempenhado um papel fundamental neste avanço, uma vez que se constituem no elo físico que permite a aproximação entre os potenciais de geração remotos e o mercado consumidor, além de permitir conexão entre regiões eletrogeográficas distintas para possibilitar uma otimização da operação energética do sistema como um todo.

Quando as interligações e o "malhamento" dos sistemas ainda não se haviam difundido de modo vigoroso, o problema de determinação de bitolas de LT's se apresentava bastante simplificado, restringindo-se a uma análise econômica de diversas bitolas candidatas, em um dado horizonte e para um perfil de carregamento perfeitamente identificado, com a solução final condicionada ao atendimento de imposição relativa aos gabaritos mínimos de segurança ao longo da rota.

Uma situação bastante distinta é vivenciada na atualidade, onde a proliferação das interligações entre subsistemas e uma intensificação das configurações em malha, tornam o perfil de carregamento em uma dada LT muito menos previsível (e função da evolução não só da carga e da política de despachos de geração, mas de toda a arquitetura da rede elétrica circunvizinha e, às vezes, até mesmo função de variação em porções de rede eletricamente mais remotas). Neste contexto, a determinação da tensão operativa e da bitola dos condutores de uma linha de transmissão constitui-se em tarefa árdua mas, ao mesmo tempo muito importante para a otimização da trajetória de expansão do sistema, já que se aplicará ao projeto de um grande número de LT's, que permanecerão em serviço por um período bastante longo.

A aplicação de procedimentos de dimensionamento, tradicionais ou modernos, a cada linha de transmissão de per si, tende a gerar um grande número de soluções viáveis distintas, que por sua vez implicam em um grande número de bitolas distintas, mesmo para um determinado nível de tensão. O inconveniente desta linha metodológica, que concerne ao enfoque individual de cada projeto, se traduz em problemas sérios para a área de manutenção da companhia, posto que haveria necessidade de manter em estoque os cabos, torres e materiais associados para cada tipo de configuração adotada, tomando espaço nos almoxarifados; tornando complexo o controle de estoque e, em consequência de tudo isto, aumentando os custos.

Considerando este problema, que recomenda fortemente uma padronização de instalações e equipamentos, objetivou-se desenvolver uma metodologia de planejamento que permite gerar soluções que se não são ótimas para cada caso individualmente considerado, apresentam-se como a solução de compromisso ótima para um universo de situações, trazendo consigo as vantagens da padronização que serão introduzidas; ao menos para cada nível de tensão que se pretenda analisar.

Os procedimentos a seguir descritos, embora de caráter geral, foram desenvolvidos tendo em mente estudos de padronização de bitolas na área de subtransmissão, uma vez que na rede de EAT, principalmente quando atravessando regiões urbanas, as restrições quanto às interferências eletromagnéticas se impõem e culminam por ser determinantes para a definição do feixe de condutores a utilizar.

7.4.2 - Colocação do Problema

A otimização de uma linha de transmissão específica, nos moldes tradicionais, normalmente já exige um esforço muito grande em termos de estudo, impondo-se uma avaliação do comportamento do perfil de carregamento ao longo do horizonte de vida útil, a determinação de uma gama de temperaturas de projeto e, para cada uma destas temperaturas, um predimensionamento da LT do ponto de vista mecânico, incluindo a locação de torres, para determinação adequada de custos de cada alternativa.

Para situar o esforço de análise exigido, para um cenário de " l " bitolas a serem analisadas, para " m " temperaturas de projeto e " n " anos do horizonte de expansão, haveria uma necessidade focalizar " $n.m.l$ " situações, onde pelo menos " $m \times l$ " predimensionamentos necessitariam ser efetuados. Tal volume de trabalho inviabiliza, na prática, a aplicação dos procedimentos tradicionais a cada LT candidata à expansão do sistema.

Ao se buscar uma linha metodológica a ser seguida, há que se ponderar também que, conforme frisado anteriormente, em um sistema elétrico configurado em malhas, os fluxos, em uma determinada rota de transmissão, variam ao longo do tempo em função tanto da evolução do mercado, quanto em função da evolução da configuração do próprio sistema, sendo condicionados, também, em alguns casos, à política de operação energética.

Face a estes considerandos, metodologias mais simples, que se apóiam em premissas de fluxo de potência constante, ou continuamente crescente, ao longo dos anos de vida útil, não são adequados à situação vigente, sendo que o caráter aleatório dos fluxos necessita ser contemplado de alguma forma.

Visando atender a esta preocupação, estabelecendo uma metodologia que se adaptasse ao enfoque de um grande número de situações, sem necessidade de avaliação individual, optou-se por apoiar os procedimentos nas técnicas de simulação de confiabilidade e fluxo de potência estocástico em sistemas compostos, com o propósito de obter-se resultados aplicáveis a um determinado nível de tensão, para a rede como um todo e não para cada LT individualmente.

Resumindo todas as colocações deste tópico, o problema em tela pode ser descrito como **"necessidade de obtenção de uma expansão de mínimo custo, para um determinado nível de tensão de transmissão, a partir da análise do sistema existente e de sua evolução ao longo de um horizonte adequado de expansão, definindo-se a(s) bitola(s) e a(s) temperatura(s) de projeto que permitam atender ao objetivo de otimização econômica subordinado à restrição de padronização de equipamentos e instalações"**.

7.4.3 - Aspectos Conceituais da Metodologia Proposta

O principal parâmetro a ser considerado na determinação quer da bitola dos condutores, quer da temperatura de projeto de uma LT é o carregamento da LT ao longo do tempo, função do qual se pode quantificar e valorizar as perdas ôhmicas durante a transmissão.

De vez que limitações com queda de tensão excessiva, que é função principalmente do comprimento da LT, como também limitações devido a estabilidade do sistema, são melhor e economicamente contornados por adequada compensação reativa ("shunt e série") do que com aumento de bitola, optou-se por desconsiderar este tipo de restrição na formulação do problema, viabilizando que as simulações do desempenho do sistema possam ser elaboradas com suporte de modelo de fluxo de potência linearizado, ponderando somente o fluxo de potência ativa.

A idéia a ser explorada, do ponto de vista conceitual, consiste em simular o sistema de interesse, a partir de sua configuração inicial, ao longo do horizonte de expansão, implementando expansões, em um determinado nível de tensão e quando necessário, para cada um dos tipos de bitola candidatas e, para cada ano do horizonte, obter a função de distribuição de probabilidades da potência ativa transmitida, que represente globalmente o conjunto de linhas da tensão nominal que se estiver analisando e que façam parte do conjunto de reforços a serem implementados no horizonte de expansão do sistema.

Observa-se que, para cada ano do horizonte, as expansões de linhas de transmissão, no nível de tensão em análise, devem ponderar um mesmo tipo de bitola por ano e por alternativa.

Em outras palavras, a alternativa relativa a uma certa bitola "X" contempla todas as novas LT's do sistema sendo implementadas com condutores desta bitola, não sendo simuladas configurações onde uma linha "A" tenha sido implementada na bitola "X" e a linha "B" tenha sido implementada na bitola "Y".

Conforme foi ilustrado na prática, em estudos focando sistemas de concessionárias brasileiras, as funções de densidade de probabilidade de fluxo em determinadas ligações do sistema (LT's ou transformadores) podem ser obtidas automaticamente pelo usuário com o suporte de modelos de Confiabilidade Global, que dispondo da possibilidade de representação de incertezas na geração/carga/rede, ainda podem ser adaptados para dipor de saídas que normalmente só são encontradas em modelos de fluxo de potência estocástico, como é o caso das curvas de densidade de probabilidade de fluxo.

Uma vez disponíveis, para cada ano de horizonte de estudo, as curvas de densidade de probabilidade de fluxo para um grupo representativo de linhas do nível de tensão em estudo, pode-se obter a curva de densidade de probabilidade representativa do universo das LT's em cada ano, somando-se as probabilidades em cada faixa considerada para discretização dos fluxos e dividindo-se o resultado pelo número de LT's amostradas, o que fornece a probabilidade total de haver alguma LT com fluxo na faixa considerada (este procedimento se justifica a partir da interpretação de que a curva de densidade

representativa do “universo das LT's”, seria a curva onde o número total de situações amostradas é dado pelo produto do número de LT's em análise pelo número de ensaios realizados pelo modelo Monte Carlo, padronizados para base anual).

De posse da curva de densidade de probabilidade de fluxo nas novas LT's, para uma determinada tensão nominal, fato que permite a construção imediata da função de distribuição de probabilidades de fluxo representativa do universo amostral, deve-se obter a curva de distribuição de temperatura nos condutores da LT, para permitir a determinação da Temperatura de Projeto. Para tanto, existem duas alternativas metodológicas que seriam:

- (i) *Fixar condições ambientes desfavoráveis (como por exemplo temperatura 30°C, com insolação máxima e vento 0,61 m/s) e, a partir daí, utilizar um modelo convencional de cálculo de ampacidades para relacionar diretamente cada valor de carregamento com um valor de temperatura dos condutores.*
- (ii) *Considerar temperatura ambiente e o vento como variáveis aleatórias com distribuição conhecida e, utilizando um modelo de cálculo de ampacidades estatísticas, realizar a convolução de todas as distribuições envolvidas, obtendo a curva de distribuição da temperatura nos condutores como resultado desta manipulação de variáveis estocásticas.*

Evidentemente, a segunda hipótese de trabalho será preferível sempre que se dispuser do ferramental adequado e das distribuições de probabilidade das variáveis ambientais. É possível também sofisticar ainda mais a metodologia, evitando convolucionar valores de carregamento típicos de condição de ponta de carga, de ocorrência no final da tarde, com condições ambientais típicas de meio dia, estabelecendo distribuições de probabilidade típicas para cada período horário representativo da curva de carga (carga pesada, intermediária e leve), trabalhando-se com conjuntos distintos de curvas e conjugando-se os resultados ao final da análise.

A curva de distribuição de probabilidades da temperatura nos condutores pode ser então empregada para avaliação da temperatura de projeto das LT's do conjunto em estudo, tomando-se esta temperatura como um valor equivalente à média mais dois ou três desvios padrão, o que implica em assumir uma probabilidade de mais de 99% de não ser excedida.

Vale lembrar ainda que como se está buscando aferir a temperatura de projeto das LT's e não ampacidade, as simulações do modelo de confiabilidade adotado devem ponderar apenas incertezas na carga e na geração, sendo a rede considerada operando em condições normais. Isto torna-se possível processando o modelo com taxas de indisponibilidade nulas para todas as LT's e transformadores do sistema.

Como um procedimento de simplificação da análise, pode-se considerar que bitolas próximas, para um mesmo nível de tensão nominal, conduzem a LT's de reatâncias praticamente iguais, o que implica em distribuições de fluxo também praticamente iguais.

Desse modo, ao invés de simular o sistema expandindo-se para cada uma das bitolas de um conjunto numeroso, convém simplificar esta etapa e somente simular os valores extremos de bitola, extrapolando-se o perfil de carregamento para qualquer condutor de bitola intermediária.

7.4.4 - Horizonte de Estudo

A análise do sistema, do ponto de vista de comportamento elétrico, normalmente é executada para um horizonte que é considerado insuficientemente extenso para os padrões de avaliação econômica.

Se for considerado que custos e benefícios alocados mais de trinta anos à frente da data de referência econômica tem reduzida influência em termos de valor presente, pode-se assumir trinta anos como referência para horizonte de análise econômica, recomendando-se assumir como constantes e iguais àqueles do último ano da análise de desempenho elétrica detalhada, todos os parâmetros de interesse do sistema. Dentro desse âmbito de premissas, consegue-se extrapolar o comportamento do sistema no período entre o horizonte de análise elétrica e o horizonte de análise econômica, permitindo, portanto, inferir os dados para todo o período necessário.

7.4.5 - Análise Econômica

A avaliação econômica se resume em comparar as alternativas de bitola, em termos de valor presente da somatória de todos os custos envolvidos.

7.4.5.1 - Custo de Investimento

O custo de investimento é tomado, para cada linha candidata, pela estimativa obtida a partir do predimensionamento mecânico que foi citado ao início do capítulo. Logo, a somatória dos investimentos, para uma dada bitola, representa o total de investimentos em novas LT's, construídas com a bitola em análise, em todo o horizonte da expansão.

O cálculo do custo de investimento deve ser efetuado, face às diferentes datas de comissionamento para o conjunto das LT's da expansão, pelo método dos "Custos Anuais Equivalentes", para uma taxa de atualização de capital de 10% ao ano e uma vida útil das instalações de 30 anos. Os "Juros Durante a Construção", no conceito econômico, devem ser incorporados à análise por intermédio do cronograma de construção típico para uma LT de tensão nominal igual àquela do conjunto das LT's candidatas.

No caso do predimensionamento mecânico das LT's pode-se optar, ao invés de pré-dimensionar todas as LT's da expansão individualmente, por dimensionar apenas uma LT típica para cada bitola e para o nível de tensão selecionado, contemplando os principais tipos de terreno encontrado nas rotas da empresa em consideração (Plano, Médio e Acidentado, por exemplo), permitindo obter custos unitários típicos a serem identificados e utilizados para compor o investimento de cada LT da expansão.

Caberia salientar ainda, no que respeita aos custos de investimento, que a adoção de uma única temperatura de projeto para todas as LT's poderia conduzir a um superdimensionamento desnecessário e oneroso. A sugestão então é segregar, a partir de curva global de distribuição de probabilidade de fluxos, uma faixa de potências transmitidas que ocorrem apenas em umas poucas LT's da rede, que se poderia caracterizar como linhas de transmissão para altas potências, no nível de tensão considerado. Identificadas tais LT's, propõe-se a construção de não mais uma única, mas sim duas curvas de densidade de probabilidade de fluxos distintas, sendo uma para LT's de médias/baixas potências e uma para LT's de altas potências.

A partir de tais curvas seriam determinadas duas temperaturas de projeto, para cada bitola, e os procedimentos descritos, incluindo análise econômica, aplicados em duplicata, individualmente para cada um dos dois casos.

7.4.5.2 - Custo de Perdas

Para avaliar os custos das perdas, impõe-se o levantamento das curvas de densidade de probabilidade de perdas (uma para médias/baixas e outras para altas potências), o que pode e deve ser realizado a partir das curvas de densidade individuais para cada LT de cada subconjunto. Para exemplificar os procedimentos a assumir para este tipo de levantamento, considere-se a figura 7.5 a seguir.

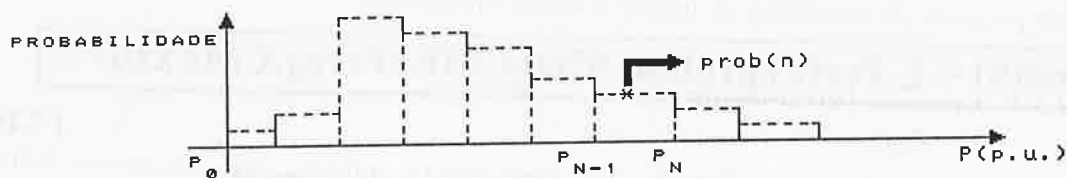


Figura 7.5 : - Curva Típica de Densidade de Probabilidade de Fluxos em LT

Nesta figura, considere-se a faixa de potência transmitida caracterizada pelo intervalo $[P_{n-1}; P_n]$ e probabilidade associada "Prob(n)". A perda Joule correspondente a esta faixa, para a LT a que corresponde a curva em questão, pode ser escrita como:

$$\text{Per}(n) = (r.l)(P_n^*)^2 \cdot S_{base}$$

Onde:

r = resistência típica da bitola em análise (p.u./km)

l = comprimento da LT em consideração (km)

$P_n^* = (P_n + P_{n-1})/2$

S_{base} = potência de base adotada para os cálculos em p.u (MVA)

(7.16)

A probabilidade associada a "Per(n)" é a mesma probabilidade que caracteriza o intervalo de potências em pauta, fato que permite, após repetição do procedimento para todas as faixas de potência em que se discretizou a curva de densidade de probabilidades de fluxo, obter a curva de densidade de probabilidades de perdas ôhmicas para uma determinada LT.

Após obtenção de uma curva de densidade de probabilidade de fluxo para cada LT do subconjunto em tela, pode-se obter a curva de densidade de probabilidades representativa do universo, onde para cada faixa de perdas pode-se denotar:

$$\text{prob}(n) = \sum_{i=1}^{n_L} \text{prob}_i(n) / n_L$$

Onde: (7.17)

prob_i(n) = probabilidade de perdas na faixa "n" para a i-ésima LT do subconjunto

n_L = número de LT's do subconjunto

prob(n) = probabilidade global de perdas na faixa "n"

- De posse da curva de densidade de probabilidade de perdas para o universo de LT's e bitola em análise, para cada ano do horizonte de estudo, pode-se obter por correlação direta, que seria a multiplicação por um custo unitário de perdas, o custo esperado de perdas para o ano que se estiver analisando. O valor obtido se escreve :

$$\text{Cust}(h) = \sum \text{Per}(n) \cdot \text{prob}(n) \cdot 8760 \cdot \text{CME} + \text{Per}_M \cdot \text{CMP} \times 10^3$$

Onde: (7.18)

Cust(h) = custo de perdas para o "h-ésimo" ano do horizonte de estudos H

CME = Custo Marginal de Expansão de Energia para o período correspondente ao ano "h"
(US\$/MWh)

CMP = Custo Marginal de Expansão de Ponta para o período correspondente ao ano "h"
(US\$/kW.ano)

Per_M = Perda máxima, correspondente à última faixa, da curva de distribuição de perdas.

Uma avaliação mais rigorosa do valor esperado do custo de perdas para o "h-ésimo" ano do horizonte de análise, envolveria uma modificação do programa "PACOS", de tal forma que, a partir das distribuições de fluxo correspondente a cada amostra aleatória da operação futura do sistema ("ensaio"), o modelo passasse a realizar uma estatística dos valores máximos de fluxo e, portanto, de perda máxima, para todo conjunto de LT's especificado pelo usuário. Tal estatística daria o "valor esperado da máxima perda de potência", que seria então valorizado pelo Custo Marginal de Expansão de Ponta, originando uma valorização econômica mais adequada ao contexto que a simples valorização da perda "máxima maximorum", conforme se propõe no âmbito de um procedimento simplificado.

- Disponíveis os custos esperados de perdas para cada ano do horizonte, pode-se então obter o valor presente do custo esperado de perdas, a partir da expressão:

$$VP(PER) = \sum_{h=1}^H \text{cust}(h)/(1+i)^h$$

Onde:

(7.19)

H = horizonte de análise econômica (obs.: Os valores de Cust(h) para os anos entre o horizonte de estudos elétricos e o horizonte de análise econômica deverão ser assumidos iguais ao valor obtido no ano horizonte de estudos elétricos).

7.4.5.3 - Processo de Decisão

- A decisão deverá ser tomada comparando entre si o valor presente dos custos de investimento adicionado às perdas, para cada bitola, optando-se pela bitola a que corresponder o menor montante.

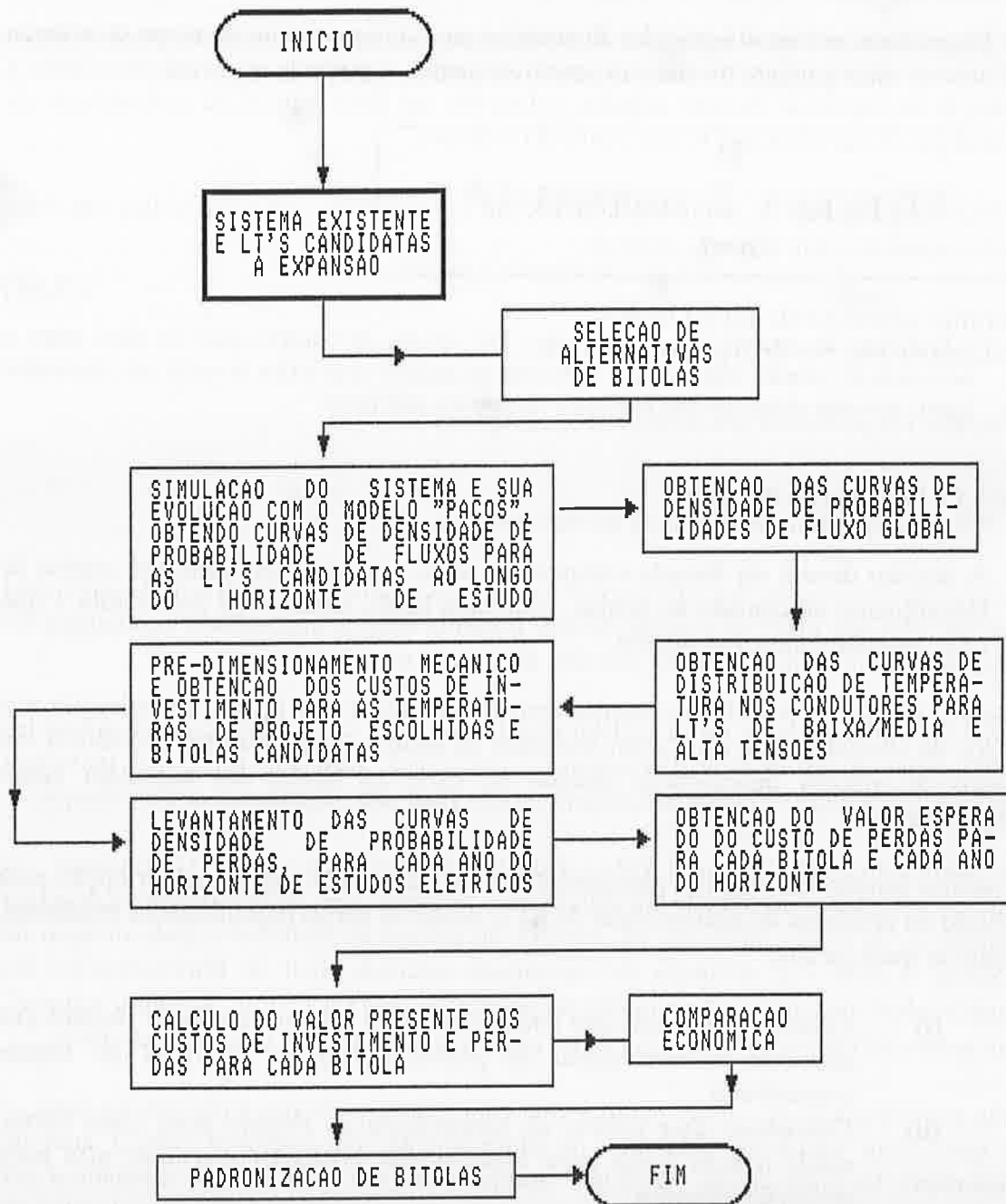
Observe-se que as parcelas de custos correspondentes à operação e manutenção e a custos de confiabilidade não foram incluídas na análise, posto que sua influência em termos de valores incrementais quando se varia as bitolas foi assumida como desprezível.

A análise econômica proposta permitirá discernir claramente qual a melhor opção para solução do problema de padronização de LT's, dentre as várias possibilidades existentes, dentre as quais se cita:

- (i) *Considerar apenas uma única bitola com a temperatura de projeto que acomode a transmissão da potência máxima no nível de tensão considerado.*
- (ii) *Considerar dois valores de temperatura de Projeto para cada bitola, sendo a mais baixa para baixa/médias potências e a mais alta para potências elevadas.*
- (iii) *Considerar duas bitolas de condutores, sendo a menor para médias/baixas potências e a maior para altas potências, para uma mesma Temperatura de Projeto.*

7.4.5.4 - Procedimentos

Como um resumo da metodologia desenvolvida neste tópico, apresenta-se a seguir, no Fluxograma 7.3, a cadeia de procedimentos a ser obedecida na seleção da(s) bitola(s) padronizada(s).



Fluxograma 7.3: Atividades para os Estudos de Padronização de Bitolas

7.5 - Padronização de Subestações em Ambiente de Restrições Financeiras

Uma das consequências, até certo ponto desejável, da filosofia de planejamento determinístico concerne ao elevado nível de redundância com que se estrutura o sistema, normalmente capaz de resistir a uma contingência simples sem necessidade de nenhum ajuste no ponto operativo pré falta.

Em uma conjuntura de dificuldades financeiras para a implantação de obras de reforço do sistema surge, naturalmente, um questionamento à política que vem norteando a evolução da expansão da rede elétrica, colocando em foco o nível de redundância da mesma que, nesse contexto, requer profunda reflexão.

A discussão do nível de redundância pode, por conveniência, ser subdividida em duas frentes sensivelmente distintas entre si:

- . **arranjo operativo de subestações e**
- . **política de reserva de transformadores;**

enfocadas em pormenor nos subítens que se seguem.

7.5.1 - Esquema de Manobra de Subestações

O esquema de manobra das subestações das principais empresas do Brasil é compatível com um elevado nível de confiabilidade, coerente com a importância econômica do mercado atendido em sua área de atuação, no cenário nacional.

Como exemplo, no caso da ELETROPAULO, no nível das ETD's existem diferentes combinações de arranjos de barramento e capacidade instalada final, que permitem bastante flexibilidade na seleção da configuração final das subestações de distribuição.

De outro lado, no nível das ETT's - Estações Transformadoras de Transmissão - a empresa ressentia-se da falta de um estudo mais recente e com âmbito de abrangência tal a envolver, de forma integrada, os aspectos de arranjo de manobra e padronização de potência unitária e a definição da capacidade instalada final de transformação. Na situação atual, o esquema de manobra preponderante nas ETT's é o "disjuntor e meio", com aplicação mais restrita do arranjo em anel, reservado para as estações geradoras.

Uma recomendação de caráter geral, válida para grande parte das empresas do Setor, é de que sejam estudados pela área de planejamento, em conjunto com a área de Engenharia Eletromecânica, "lay-outs" apropriados para as SE's que venham a ser implantadas, de modo a permitir iniciar a operação com um padrão mais simples de esquema de manobra, com postergação na aquisição de diversos equipamentos e somente estabelecer a evolução do arranjo rumo a configuração desejável final, quando se reduzir o nível de restrição financeira.

Existem diversas experiências, a nível do Setor Elétrico Brasileiro, que lograram alcançar os objetivos perseguidos, enfatizando a validade de se conceber arranjos e "lay-outs" físicos com a flexibilidade suficiente para permitir uma operação inicial com menor nível de confiabilidade, porém possibilitando uma sofisticação futura, quando as condições financeiras da empresa permitirem.

A guisa de ilustração, cita-se o caso de SE's iniciando sua operação com esquema de manobra em anel e depois evoluindo para disjuntor e meio, ou ainda o caso de SE's iniciando sua operação com esquema de manobra em barra simples, evoluindo posteriormente para barra dupla com disjuntores de seccionamento e paralelo de barras.

7.5.2 - Política de Reserva de Transformação

Focalizando a possibilidade de relaxar os critérios para definir esquemas de manobra de SE's, a discussão se remete para o problema de fixação de uma política, eventualmente conjuntural, de reserva de transformadores.

Uma observação importante, a ser feita de início, refere-se ao conceito de "capacidade firme de uma SE", que será utilizado em seguida como parâmetro para definir níveis de relaxação de critério. Assim, a "capacidade firme" traduz um valor de carregamento máximo admissível em uma determinada SE, em condição normal de operação, que está diretamente associado ao critério de contingência designado "N-1" e ao valor de sobrecarga máxima admissível, em longa duração, para as unidades transformadoras.

Esta sobrecarga admissível está, por sua vez, associada à rigidez de critérios de avaliação e, portanto, sua definição pertence, obviamente, ao âmbito de discussão do tema de relaxamento de critérios.

É pois, justamente neste sentido, que se torna conveniente uma observação inicial, frisando que a "capacidade firme" citada a seguir já deve ser entendida como um parâmetro devidamente ajustado à conjuntura, isto é, relaxado, de acordo com princípios estabelecidos no Capítulo 5, inteiramente voltado para a discussão do tema "carregamento admissível em equipamentos em ambiente de restrições financeiras".

Outro ponto a destacar, diz respeito à continuidade de serviço, cujo padrão certamente é afetado quando se reduz o nível de redundância do sistema. Reconhecendo este fato, o tema "redução da continuidade de serviço e suas consequências econômicas", que figura entre as implicações advindas de qualquer relaxamento de critérios, será especificamente focado no próximo item deste capítulo.

Estabelecidas estas observações, pode-se direcionar o foco de análise para os aspectos de reserva de transformação propriamente ditos, conforme segue.

*** Estações Transformadoras de Transmissão (ETT's)**

O critério de modularização e evolução deste tipo de SE contempla sempre uma capacidade instalada tal que o carregamento da SE não ultrapasse, por exemplo, 80% de sua capacidade firme, em qualquer etapa evolutiva.

Em geral, a reserva fria é proporcionada por unidades de reserva monofásicas, alocadas por subestação, para o caso dos bancos transformadores, prevendo-se unidades de reserva trifásicas, alocadas em almoxarifados regionais, para o caso das unidades trifásicas de atendimento direto à distribuição.

Um relaxamento do critério de expansão e implementação de ETT's, pode ser obtido através de:

- i) Carregamento das SE's além de sua capacidade firme "relaxada" (conceito que foi introduzido no Capítulo 5), reduzindo o nível de reserva quente e enfatizando a utilização da reserva fria. Esta utilização mais intensa seria possível, com interrupções minimizadas, tirando-se proveito da capacidade de sobrecarga de curta-duração dos transformadores, período em que se poderia providenciar a entrada em operação da unidade de reserva e/ou providenciar o remanejamento de carga da ETT afetada pela contingência para outra que possua capacidade de absorção do montante remanejado.

Esta política operativa contempla, diferentemente do critério tradicional, a possibilidade de iniciar a operação comercial da ETT com apenas um banco transformador. Além disso, torna possível postergações importantes na data de comissionamento do 3º banco e seguintes, desde que se possa providenciar remanejamentos de carga em um intervalo de 1/2 hora, que é o tempo assumido para sobrecargas de curta-duração nas unidades transformadoras.

Adicionalmente, pode-se sugerir planejar as estações, durante o período de restrições financeiras, sem capacidade firme, mas contando com uma reserva monofásica local e facilidades para o chaveamento desta unidade para a substituição de qualquer "perna" dos bancos trifásicos em operação que sofra avaria. Esta política permite a "economia" de duas fases de um banco, nas SE's sem reserva fria, e de um banco completo, nas SE's em que já estivesse prevista a instalação de uma fase de reserva e um dos bancos estivesse sendo implementado para proporcionar reserva quente à SE.

O limite de carregamento da SE seria ditado pela capacidade de carregamento em curta-duração dos transformadores e pelas possibilidades de remanejamento de carga, o que enfatiza, mais uma vez, a conveniência de investimentos na melhoria das facilidades de controle do sistema.

- ii) Carregamento das SE's até o limite de sua capacidade firme "relaxada" e redução no nível de reserva fria do sistema, concentrando-se uma unidade monofásica de reserva apenas a nível regional, sendo as fronteiras dessa região sensivelmente ampliadas em relação à situação atual. Evidentemente que esta opção de relaxamento é mais conservativa que a anterior, devendo ser privilegiada quando as restrições financeiras não forem muito fortes. Estas recomendações se aplicam para o caso dos bancos transformadores das ETT's. Para as unidades trifásicas de atendimento à distribuição, quando houver, aplicam-se as mesmas considerações do tópico que se segue, específico para o caso das ETD's.

*** Estações Transformadoras de Distribuição (ETD's)**

Neste caso, pode-se obter um relaxamento no critério de expansão para este tipo de SE, permitindo carregamento da SE além de sua capacidade firme “relaxada”, restrito ao limite de sobrecarga de curta-duração de "N-1" unidades em cada SE, condicionado pelas possibilidades de remanejamento de carga em um intervalo de tempo alcançado até 1/2 hora após a saída de serviço de uma unidade qualquer.

Além disso, reduções adicionais no esforço de investimento de curto-prazo podem ser obtidas reduzindo as unidades trifásicas de reserva a um mínimo, sendo mantida disponível uma unidade de reserva para cada almoxarifado regional existente.

7.5.3 - Análise da Repercussão Econômica da Redução do Nível de Redundância da Rede

Diferentemente do caso de relaxamento nos níveis de tensão aceitáveis ou do uso de medidas operativas na fase de planejamento, a redução no nível de redundância no dimensionamento da rede elétrica pode conduzir a interrupções mais frequentes e demoradas, com consequências econômicas eventualmente severas para o mercado consumidor.

Desta possibilidade decorre a necessidade de se monitorar as consequências, que podem advir para o mercado consumidor, quando se vai paulatinamente reduzindo o nível de redundância do sistema, em resposta às dificuldades conjunturais para investimento. As consequências para a empresa, oriundas de uma maior exposição dos equipamentos às sobrecargas, foram discutidas no Capítulo 5, sendo no presente contexto, quantificado apenas o benefício auferido pelo adiamento de investimentos.

Do lado da sociedade, o âmbito de consequências está associado ao custo social advindo das interrupções de energia aos consumidores e, em que pesem as dificuldades relativas à ausência de dados consistentes para valorizar economicamente as restrições no fornecimento de energia elétrica, há que se produzir uma estimativa que sirva, ao menos, ao propósito de balizar as decisões quanto ao alcance a ser conferido a um programa de obras contemplando a redução de redundância da rede.

Como sugestão concreta para realização de uma análise de custos e benefícios associados à redução de redundância, propõe-se a metodologia que a seguir se resume em seus procedimentos principais:

- i) Para uma determinada política de reserva de transformação e carregamento de SE's, depauperada em relação aos padrões usuais, ou ainda para determinada política de evolução de configuração de SE's, que se deseje estudar, deve-se determinar a expansão do sistema para, por exemplo, os primeiros três anos à frente do ano corrente, bem como eventuais postergações de investimento, no período, e que vão impactar a entrada em operação de projetos fora do horizonte de restrições.

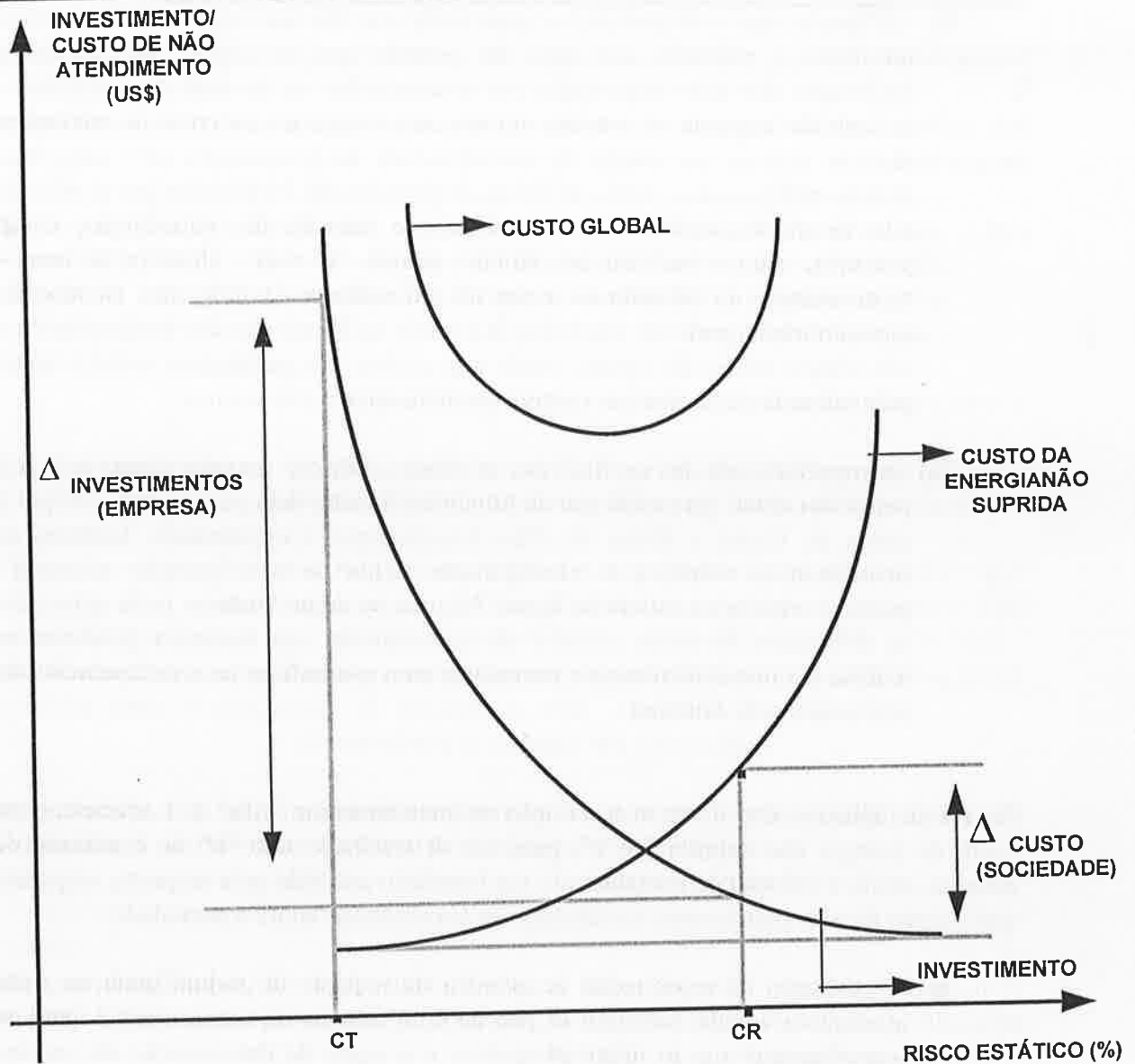
- ii) De posse das configurações - para cada ano do horizonte de curto prazo escolhido e estendida aos anos do período que se segue, abrangendo o interregno dos anos impactados por postergações no período de restrições - concebidas segundo os critérios tradicionais e segundo os critérios relaxados, deve-se realizar um estudo de confiabilidade de transmissão para cada uma destas configurações, sendo as falhas na geração não focalizadas por se admitir que as consequências de uma política de redução de redundância, como proposta, sejam restritas ao âmbito estrito da rede. Observe-se que a representação da redução do nível de redundância da rede, nos estudos de confiabilidade, pode ser estabelecida a partir da frequência das contingências e seu tempo médio de reparo, posto que ambos são parâmetros influenciados pela redundância e nível de reserva considerados.
- iii) Os resultados obtidos no final das atividades relativas ao procedimento "ii" permitem obter, para cada ano do horizonte focado, dois pontos para compor a curva de Custo x Risco de Não Atendimento. Considerando também os investimentos relativos à "configuração rígida" e "configuração relaxada", pode-se esboçar as curvas da figura 7.6, que se segue, onde se pode apreender as diferenças de custo social e de investimento que interessa ponderar na análise econômica/financeira necessária para quantificar as consequências do relaxamento de critérios.

As curvas apresentadas ilustram a redução de investimentos " ΔI_k " e o acréscimo no custo de energia não suprida " ΔC_k ", para um determinado ano " k " no horizonte de estudos, sendo a redução de investimento um benefício auferido pela empresa, enquanto que o custo de não atendimento caracteriza um ônus a recair sobre a sociedade.

- iv) A avaliação da repercussão econômica da redução de redundância na rede, aferindo-se o quão próximo se está de uma solução de compromisso entre os investimentos que se deixa de realizar e o custo de deterioração do serviço imputado à sociedade, pode ser concretizada a partir da atualização, para uma data de referência econômica qualquer, de todos os valores de " ΔI_k " e " ΔC_k " computados ao longo do horizonte de estudo.

Esta atualização de capital deve envolver, necessariamente, duas taxas de atualização, sendo a primeira representativa da escassez de recursos no período de restrição financeira e a segunda o custo de oportunidade de capital usualmente assumido para o Setor Elétrico, que é a taxa em geral utilizada nas análises econômicas que não envolvem a problemática de restrições de investimento.

A taxa de atualização para o período de restrições financeiras deve ser assumida como a taxa de atualização implícita nas restrições financeiras, sendo obtida pela aplicação do modelo de "Priorização de Obras" aos projetos do Programa de Expansão não atrasado e montagem da curva "Rentabilidade Imediata x Investimento Acumulado" (conforme figura 4.1).



CT = NÍVEL DE RISCO DA CONFIGURAÇÃO PLANEJADA COM CRITÉRIOS TRADICIONAIS

CR = NÍVEL DE RISCO DA CONFIGURAÇÃO PLANEJADA COM CRITÉRIOS RELAXADOS

FIGURA 7.6 - Curvas Investimento X Risco e Custo Total de Interrupção X Risco para um Ano Qualquer do Horizonte Analisado.

Note-se que, ao se considerar um período de restrições superior a um ano, a premissa básica do algoritmo de ordenação e a modelagem computacional de Priorização não se aplicariam mais à solução da taxa implícita de atualização; no entanto a idéia aqui é obter uma primeira estimativa de real taxa implícita nas restrições que, certamente, será sensivelmente mais elevada que a taxa de atualização de longo prazo, e utilizá-la como um parâmetro que realce o fato de que durante a fase de restrições o custo de oportunidade de capital para a empresa é mais elevado, representando a disposição a pagar por recursos que atenuariam os inconvenientes a serem provocados pelos adiamentos.

Sejam então:

NR = último ano do horizonte de estudos em que se presume a incidência de restrições financeiras

NH = ano horizonte de estudo, correspondente ao ano mais distante da origem em que algum projeto irá entrar tardiamente em operação, devido a algum(s) adiamento(s) de desembolso(s) durante o período de restrições financeiras, na fase de construção/montagem.

t = taxa de atualização de capital para o período de restrições financeiras.

i = custo de oportunidade de capital para o Setor Elétrico, tomado como taxa de atualização de capital em períodos de normalidade econômica.

ΔI_k = variação de investimentos para o k-ésimo ano do horizonte.

ΔC_k = variação de custo de confiabilidade, no k-ésimo ano do horizonte.

ICT(k,p);ICR(k,p) = investimentos programados para o p-ésimo projeto, no k-ésimo ano do horizonte, para a situação de planejamento com critérios tradicionais e relaxados, respectivamente.

CEIT(k);CEIR(k) = Custo de energia interrompida no k-ésimo ano do horizonte, para configuração planejada com critérios tradicionais e relaxados, respectivamente.

A figura 7.7 ilustra o fluxo de caixa de investimentos para um projeto qualquer, que sofra atraso em um ou mais desembolsos previstos em seu cronograma original, para as situações sem adiamento e com adiamento.

Seja, por definição, a variação de investimento de um projeto p , em um determinado ano k , designado por $\Delta I(p,k)$. Então, das definições anteriores vem:

$$\Delta I(p,k) = [ICT(k,p) - ICR(k,p)] \quad (7.20)$$

Daí:

$$\Delta I_k = \sum_p \Delta I(p,k) \quad (7.21)$$

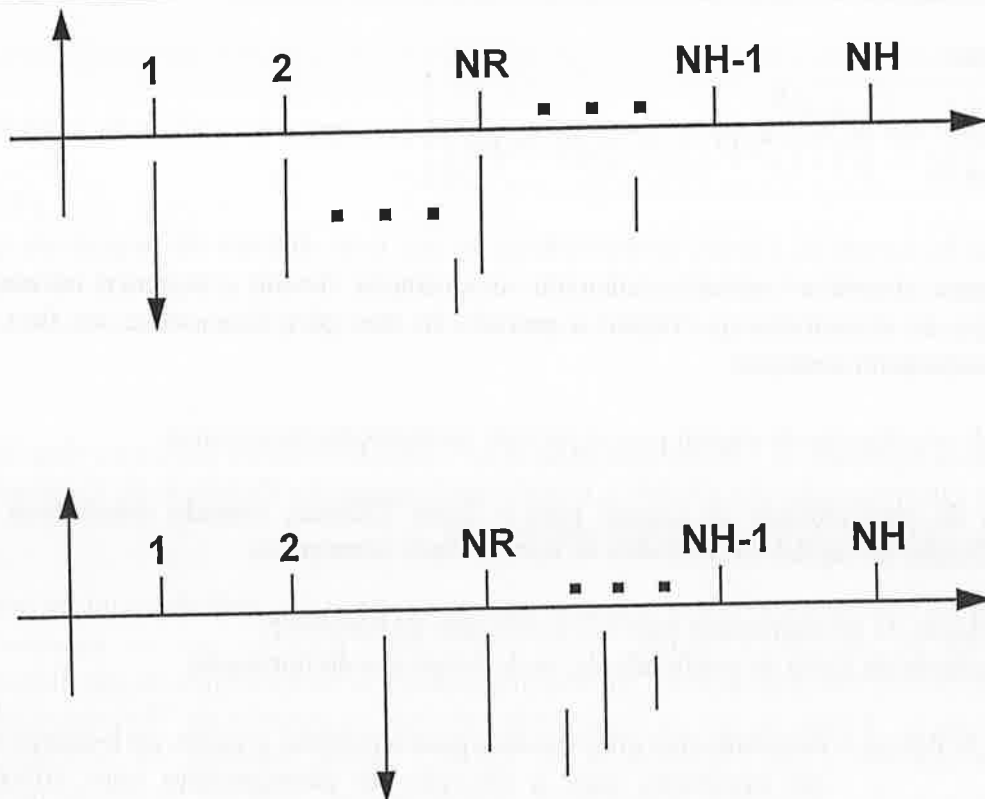


FIGURA 7.7 - Fluxos de Caixa de Investimento para um Projeto Qualquer, com Desembolso Postergado, para as Situações de Planejamento na Ótica Tradicional e sob Critérios Relaxados

A variação de custo de energia não suprida, no mesmo ano k , se escreve:

$$\Delta C_k = [CEIR(k) - CEIT(k)] \quad (7.22)$$

Finalmente, o valor presente líquido dos fluxos de benefícios, mensurados pela diferença entre o quanto se deixa de investir e os custos de energia não suprida, se denotada por:

$$VPL = \frac{\sum_{k=1}^{NR} [\Delta I_k - \Delta C_k]}{FAT(k)} + \sum_{k=NR+1}^{NH} [\Delta I_k - \Delta C_k].FATC(k) \quad (7.23)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \text{FAT}(k) &= (1 + t)^k \\ \text{FATC}(k) &= [(1+t)^{NR}] \cdot [(1+i)^{(k-NR)}] \end{aligned}$$

(7.24)

Na hipótese do valor presente, calculado conforme a formulação desenvolvida, se mostrar positivo, significa que financeiramente a melhor decisão é a de reduzir o nível de redundância do sistema.

7.6 - Caso Aplicativo : Determinação das Características Básicas das SE's de Distribuição da CESP e Estabelecimento da Política de Expansão Local do Sistema de Subtransmissão

Neste tópico apresenta-se novos aspectos do estudo em título, voltados para os pontos enfatizados no presente Capítulo, sendo conveniente ressaltar que os aspectos de “Aquecimento x Envelhecimento” de transformadores já foram objeto de detalhamento no Capítulo 6 . Assim, no que se segue serão cobertos os aspectos de “Padronização de Arranjos das SE's de Distribuição da CESP”, como também os aspectos de “Padronização da Capacidade Instalada de Transformação”, seja em termos de número de unidades a instalar, quanto em termos de capacidade instalada final de cada SE .

7.6.1 - Padronização de Arranjos de Subestações de Distribuição 138/13,8 kV

7.6.1.1 - Resumo da Análise Efetuada

Foram considerados três arranjos típicos para as SE's de derivação ou terminal de 138/13,8 kV, conforme mostram as ILUSTRAÇÕES 7.1 e 7.2 ao final do Capítulo. O arranjo básico (Ilustração 7.1) é atualmente adotado na CESP e possibilita a manutenção do disjuntor de 138 kV sem desligamento das cargas, através do fechamento da chave de "by-pass" (n° 5), ficando o transformador protegido pela chave de aterramento automático (chave n° 6), atuada pela proteção específica deste equipamento.

Para a determinação dos índices de confiabilidade dos arranjos das subestações, foi utilizado o program SSRP "Substation Reliability Program "que calcula a capacidade de transferência de potência sob condições de defeito ou de manutenção dos equipamentos e também as frequências de ocorrência dos defeitos e a respectiva duração média, simulando ainda os efeitos de falhas de operação de disjuntores ("stuck breaker") .

Os dados estatísticos necessários (taxas de falha e durações médias de reparo) foram oriundos do "Bando de Dados Estatísticos" da Companhia, representando portanto dados típicos específicos do sistema em estudo.

Para as LT's, admitiu-se um comprimento de 50 km, e, para a carga, a curva típica residencial-industrial. Foi adotado um tempo de operação de 1 hora para as manobras que envolvem chaves manuais e de 12 minutos para as manobras através de chaves motorizadas.

7.6.1.2 - Operação dos Transformadores em Sobrecarga / Critério de Corte de Carga

Foram adotados os seguintes critérios para operação de transformadores em sobrecarga, consoante resultados apresentados no Capítulo 6. :

- Não deve haver corte de carga em condições normais de operação, o que significa que a ponta anual de carga, por transformador, não deve exceder 1,4 vezes a sua potência nominal.
- Nos arranjos com dois transformadores, em condições de indisponibilidade de um deles, a ponta anual de carga, do transformador em operação, não deve exercer 1,4 vezes a sua potência nominal.

A carga a ser cortada durante a contingência em um dos transformadores será igual à carga no momento da contingência multiplicada por um fator igual a :

$$f = (P - 1,4 P_n) / P$$

sendo P a ponta anual de carga prevista e P_n a potência nominal do transformador.

7.6.1.3 - Resultados dos Estudos de Confiabilidade

A título de ilustração, a TABELA 7.2 apresenta, para o arranjo básico, os efeitos das contingências analisadas, representados pelos cortes de carga na SE, bem como a frequência de ocorrência e duração média de tais cortes.

Contingência		Pós-Falta				Pós-Manobra			
		Carga Cortada (*)	Frequência (1/ano)	Duração Média (hora)		Carga Cortada (*)	Frequência (1/ano)	Duração Média (hora)	
				Por Evento	Por ano			Por Evento	Por ano
LT	1 circ.	T	2,518	0,09	0,227	0	0	0	0
	2 circ.	T	1,660	0,08	0,149	T	0,050	23,0	1,15
Transf.	Manut.	T	0,239	1,0	0,239	V	0,232	18,7	4,338
	Falta	T	0,360	0,80	0,288	V	0,265	32,2	8,533
Outros Equipamentos		T	0,031	1,0	0,031	T	0,016	5,5	0,088
		V	0,004	1,0	0,004	V	0,014	3,7	0,052
TOTAL		T	4,812	0,19	0,91	T	0,066	18,8	1,24
		V	0,004	1,0	0,004	V	0,511	25,3	12,92

(*) T = Total V = Variável com a curva de carga

Tabela 7.2 : Índices de Confiabilidade - Arranjo Básico

Da análise desta tabela , destaca-se o seguinte :

- A quase totalidade dos eventos no período pós-falta provoca o desligamento de toda a carga, sendo que 86,7% dos desligamentos são devidos às LT's.
- No período pós-manobra, os transformadores são responsáveis por 94,3% dos desligamentos. Neste período, a maioria dos desligamentos provoca corte parcial de carga.

O quadro a seguir resume os resultados obtidos, para os três arranjos analisados .

Arranjo	Corte total de carga (h/ano)	Corte parcial de carga (h/ano)	Média p/seção de 13,8 kV (h/ano)
Básico c/2 transf.	2,15	12,92	8,61
Com 2 disjuntores	1,30	13,96	8,28
Básico c/1 transf.	8,37	-	8,37

Constata-se que o arranjo com dois disjuntores de 138 kV provocará em média tempo de corte de energia por ano, para cada seção de 13,8 kV da SE.

7.6.1.4 - Energia Média Não Fornecida às Cargas

Para fins de comparação dos arranjos, foi considerada uma SE com carga típica residencial-industrial, ponta de carga anual final igual a 56 MVA e vida útil 30 anos. Foram consideradas as políticas de instalar dois transformadores de 20 MVA, inicialmente, ou de instalar os dois transformadores em duas etapas.

O quadro a seguir apresenta o valor presente do custo da energia média não fornecida, em 10^3 US\$, para três valores da relação entre a ponta anual final da carga (P_F) e a ponta anual inicial (P_I). Para facilitar avaliações paramétricas, o custo econômico da energia não fornecida foi considerado igual a US\$ 1,00/kWh.

$P_F/P_I \Rightarrow$	Política 1 : 2x20 MVA			Política 2 : 20 MVA+20MVA		
	4	6	8	4	6	8
Arranjo ↓						
Básico c/2 transformadores	848,48	558,07	404,28	1178,72	888,20	713,88
Com 2 disjuntores	776,39	500,21	355,98	1139,72	863,37	696,62
Básico c/1 transformador	1279,98	964,16	772,27	-	-	-

Destaca-se que o valor médio da energia não fornecida para o arranjo básico com um transformador é sensivelmente maior que para os demais arranjos.

7.6.1.5 - Custo de Implantação das Subestações

O quadro a seguir mostra os custos estimados das subestações com as características definidas no item 7.5.1 .

$P_F/P_1 \Rightarrow$	Política 1 : 2x20 MVA			Política 2 : 20 MVA+20MVA		
	4	6	8	4	6	8
Arranjo ↓						
Básico c/2 transformadores	2473,42	2440,57	2422,97	2053,08	1891,65	2376,68
Com 2 disjuntores	2508,63	2486,34	2474,40	2086,69	1913,83	1829,20
Básico c/1 transformador	1896,46	1874,22	1862,28	-	-	-

(Valores em US\$ x 10³)

7.6.1.6 - Custo Total e Definição do Padrão de Arranjo de Manobra

O melhor arranjo de SE será aquele que resultar na menor soma dos valores presentes do custo de implantação da Subestação e do custo econômico da energia não fornecida.

A partir dos quadros apresentados nos itens 7.5.1.4 e 7.5.1.5. , pode ser calculado o valor presente do custo total para as diversas hipóteses. A título de ilustração, a TABELA 7.3 apresenta o valor presente do custo total, para $C_w = 1,14$ US\$/kWh.

Para valores de C_w em torno de 2 US\$/kWh , valor este representativo das condições brasileiras [Schilling, M.Th. ; Ramos, D.S. ; 1993] , verifica-se uma ligeira vantagem econômica para a alternativa com dois disjuntores de 138 kV. A alternativa básica com um transformador é sensivelmente mais cara para valores de $C_w > 1,71$ US\$/kWh e mais barata para valores de $C_w < 0,86$ US\$/kWh .

		POLÍTICA 1			POLÍTICA 2		
Arranjo	$P_r/P_l \Rightarrow$ Elemento de Custo ↓	4	6	8	4	6	8
Básico c/2 transformadores	Instalação	2473,42	2440,57	2422,97	2053,08	1891,65	2376,68
	Energia	969,71	637,82	462,05	1347,08	1015,08	815,88
	Total	3443,13	3078,39	2905,02	3400,16	2906,73	3192,56
c/2 disjuntores de 138 kV	Instalação	2508,63	2486,34	2474,40	2086,69	1913,83	1829,20
	Energia	887,31	571,66	406,86	1296,69	981,65	796,11
	Total	3395,94	3058,00	2881,26	3383,38	2895,48	2625,31
Básico c/1 transformador	Instalação	1896,46	1874,22	1862,28	-	-	-
	Energia	1462,85	1101,89	882,57	-	-	-
	Total	3359,31	2976,11	2744,85	-	-	-

Tabela 7.3 : Valor Presente dos Custos de Instalação; de Energia Não Suprida e Total para as Alternativas de Arranjo de Manobra em Análise

7.6.2 - Análise das Políticas de Instalação de Transformadores

7.6.2.1 - Considerações Gerais

Com os elementos disponíveis, face à execução das diversas fases do estudo, efetivou-se uma análise pormenorizada de diversas políticas de instalação de transformadores, objetivando estabelecer diretrizes básicas para a definição das potências nominais de transformadores e SE's, bem como o cronograma de instalação e ampliação, em função da evolução da carga atendida.

As políticas de instalação consideradas são apresentadas na TABELA 7.4 . Observa-se que as políticas 4 a 8 consideram a possibilidade da potência instalada ser maior que a ponta final da carga.

Nesse ponto, se impõem algumas considerações acerca da definição da potência nominal de uma SE de distribuição na área de concessão da CESP; definição que se apresenta estreitamente correlacionada com particularidades da carga e de caráter construtivo da SE.

Potência Final da Carga (MVA)		28	35	44,8	56
Política	Nº de transformadores	Potência Nominal dos Transformadores (MVA)			
1	2	10	12,5	16	20
2	1 + 1	10	12,5	16	20
3	1	20	25	31,5	40
4	2	20	25	31,5	40
5	2	12,5	16	20	25
6	1 + 1	12,5	16	20	25
7	2	16	20	25	31,5
8	1 + 1	16	20	25	31,5

Tabela 7.4 : Políticas de Instalação de Transformadores

Assim é que, devido às dificuldades com saídas de alimentadores, a CESP tem limitado o número máximo de alimentadores nas SE's de distribuição a 10. Tendo ainda em vista as características da carga na área atendida pela CESP, de densidade reduzida e motivando a utilização de alimentadores bastante longos, o fator limitante de carregamento é a queda de tensão e não a corrente máxima. O valor de carregamento aceitável, para alimentadores de bitola 336 MCM ou 477 MCM, situa-se em torno de 4 a 5 MVA por cubículo.

De consequência, a carga máxima atendida por uma SE de distribuição ("potência nominal da SE") deve ficar restrita ao patamar de 50 MVA, recorrendo-se a uma nova SE quando a carga da localidade o exigir.

Frise-se que, face ao exposto, torna-se preferível injeções de potência menores, na rede de distribuição, em diversos pontos (acessando-se sempre que possível o centro de carga), do que a injeção concentrada em um único ponto, o que pode ser obtido com a política de ampliação em prática.

Finalmente, é importante salientar que as capacidades de transformações definidas neste trabalho, foram definidas considerando o suporte da análise de aquecimento e envelhecimento de transformadores, que indicou a possibilidade de operar a SE com sobrecarga de até 40% no horário de ponta anual.

7.6.2.2 - Parâmetros Analisados

No estudo em questão foi analisada a influência dos seguintes parâmetros na definição de uma política de implantação e expansão de SE's :

- ponta de carga anual final da SE
- relação entre a ponta anual final e a ponta anual inicial;
- taxa de crescimento de carga atendida;
- taxa de atualização de investimentos;
- índices de confiabilidade (frequência e duração dos desligamentos);
- critérios para corte de carga durante contingências;
- valor econômico da energia não fornecida.

7.6.2.3 - Hipóteses Adotadas

A conjugação de todos os condicionantes visualizados nas diversas etapas do estudo, foi estabelecida para um conjunto de hipóteses básicas de trabalho :

- *Para todas as políticas e potências nominais de SE's foi considerado um número de seis alimentadores, sendo três instalados na primeira etapa e os restantes na segunda.*
- *Para a política 2, a segunda etapa coincide com a instalação do segundo transformador, de tal modo que o mesmo entre em operação no ano em que a ponta de carga ultrapasse a capacidade do primeiro. Na hipótese de antecipação de entrada da segunda unidade, considera-se a instalação dos demais equipamentos no mesmo ano que entraria o transformador se não houvesse antecipação. Para as demais políticas, a data da segunda etapa coincide com a data de ampliação correspondente à política 2.*
- *A curva de carga típica considerada foi a residencial-industrial.*
- *Considerou-se a efetivação da manutenção programada somente em período onde o valor da carga fosse inferior a 50% da ponta anual. Admitiu-se também que, nos casos em que estiverem instalados dois transformadores, a manutenção não é feita se o outro transformador estiver fora de operação.*

7.6.2.4 - Análise dos Resultados

Considerando o grande número de parâmetros envolvidos e a constatação de que, devido às diferentes proporções dos custos de instalação e energia não fornecida no custo total e às diferentes relações entre custos de instalação de duas potências nominais de SE's, para as diversas políticas, as posições relativas para um dado custo de carga interrompida poderiam ser distintas para duas SE's com potências nominais diferentes, afigura-se impossível tirar conclusões genéricas.

Assim, foram comparadas as políticas de expansão propostas para dois valores de "potência nominal" de SE, 28 e 56 MVA; duas possibilidades para a relação entre ponta final de carga e ponta inicial, quais sejam 2 e 4; parametrizando as conclusões, considerando o custo econômico da energia não fornecida (C_w) como parâmetro.

Uma análise minuciosa dos resultados parciais permitiu estabelecer algumas conclusões de ordem geral, dentro das hipóteses assumidas para o estudo, quais sejam :

- a) Para valores reduzidos do custo econômico da energia não fornecida C_w , a política 3 é a mais vantajosa em termos do custo total de implantação e operação. Entretanto, a faixa de valores de C_w correspondentes à maior economicidade desta política é reduzida com o aumento de PF/PI e da "potência nominal" da SE. Para valores de PF/PI superiores a 4 a política 3 poderá resultar não vantajosa qualquer que seja o valor de C_w .
- b) Para valores reduzidos de C_w e desprezando a política 3, de baixa confiabilidade inerente, as políticas mais econômicas são a políticas 2 e 6. O quadro a seguir apresenta os valores limites (C_w) do custo da energia não fornecida para os quais essas políticas são as mais econômicas.

PF/PI	Potência Nominal da SE (MVA)	Política mais econômica	C_w (US\$/kWh)	Política mais próxima
2	28	6	1,03	1
	56	1	1,11	6
4	28	2	1,66	6
	56	2	1,09	6

- c) Uma relação PF/PI da ordem de 2 pode indicar a presença de cargas importantes ou consumidores industriais na composição da carga da SE, caso em que, certamente, o custo econômico da energia interrompida deve ser elevado, restringindo a viabilidade da política 3. Além disso, para tais consumidores, os critérios de continuidade de fornecimento fixados pelo CODI/ELETROBRÁS podem se apresentar rigorosos o suficiente para impedir a aplicação da política 3.
- d) Para valores de C_w superiores aos limites dados no quadro acima, as políticas mais econômicas são as que correspondem a instalação dos dois transformadores na primeira etapa. Na medida que cresce o valor de C_w , torna-se vantajosa a utilização das políticas que correspondem a transformadores de maior potência nominal, ou seja, em ordem crescente, as políticas 1, 5, 7 e 4. O quadro a seguir apresenta as faixas de valores de C_w nas quais as políticas citadas são as mais econômicas.

Potência Nominal	PF/PI=2		PF/PI=4	
	C _w (US\$/kWh)	Política	C _w (US\$/kWh)	Política
28	1,03-2,03(*)	5	~1,66	1
	~2,03	7	1,66-2,86	5
	>2,03	4	-	-
56	0,60-1,11	1	-	-
	~1,11	5	1,09-2,37	1
	1,11-1,47	7	~2,37	5
	>1,47	4	2,37-2,86	7

(*) Na faixa em que a política 1 é mais econômica que a 5, as políticas 3 e 6 são as mais econômicas.

- e) No entorno dos valores limites das faixas de maior economicidade, as diferenças de custo total entre as duas ou mais políticas são desprezíveis, conferindo flexibilidade para a decisão do planejador. (ver ILUSTRAÇÃO 7.4)
- f) A antecipação da entrada em operação do segundo transformador, com objetivo de melhoria de confiabilidade, acarreta um aumento do custo total para valores reduzidos de C_w e uma redução para valores elevados deste parâmetro. A título de ilustração, o quadro a seguir apresenta os resultados obtidos para a política 6, considerando uma antecipação de dois anos na entrada em operação do segundo transformador.

P _F	P _F /P _I	Valor presente do custo total (p.u) (*)	
		C _w = US\$ 0,06 / kWh	C _w = US\$ 2,86 / kWh
28	2	1,037	0,956
	4	1,024	0,975
56	2	1,045	0,938
	4	1,030	0,964

(*) Base = custo total sem antecipação

7.6.2.5 - Influência da Taxa de Atualização de Investimento e da Taxa de Crescimento da Carga

Com intuito de aferir a validade das conclusões apresentadas face a variação das hipóteses assumidas, efetuou-se uma análise paramétrica da influência dos dois fatores explicitados em título.

a) Taxa de Atualização de Investimento

Da análise efetuada concluiu-se que :

- Para valores baixos do custo da energia não fornecida, a influência do valor de atualização é desprezável no custo total das políticas 1, 3, 4, 5 e 7 e pequena no caso das políticas 2, 6, e 8.
- As políticas que apresentam menor montante de carga cortada são favorecidas com a redução da taxa de atualização. Em outras palavras, os limites de C_w , a partir dos quais as políticas 1, 5, 7 e 4 tornam-se mais econômicas, diminuem.
- Para as políticas 2, 6 e 8, a antecipação da entrada em operação do segundo transformador é favorecida, com a redução da taxa de atualização, posto que, com a antecipação, o montante de carga cortada é reduzido e o acréscimo relativo do custo de instalação é inferior à redução relativa da energia não fornecida.

b) Taxa de Crescimento da Carga

A influência da taxa de crescimento da ponta de carga anual sobre o valor presente dos custos de instalação e da energia não fornecida é traduzida pela variação do número de anos necessários para impor a entrada em operação de novos alimentadores e da segunda unidade transformadora.

Da análise efetuada concluiu-se que :

- Para valores reduzidos de C_w , para os quais o custo de instalação tem o maior peso no custo total, a influência da taxa de crescimento da carga é pequena.
- As políticas que apresentam menor custo de instalação são favorecidas com a redução da taxa de crescimento de ponta anual. Em outras palavras, aumentam os valores limites de C_w a partir dos quais as políticas 1, 5, 7 e 4 tornam-se mais econômicas.
- Para valores mais elevados do custo de interrupção, para os quais cresce o peso da energia não fornecida sobre o custo total, a influência da taxa de crescimento sobre o custo total é maior, sem provocar, no entanto, alteração na posição relativa das políticas de expansão.

7.6.2.6 - *Considerações Finais Relativas à Política de Expansão*

Um estudo mais detalhado que o apresentado poderá considerar ainda outros aspectos além daqueles definidos no item 7.5.2.2., tais como valorização das perdas nos transformadores, possibilidade de transferência da carga entre SE's na mesma localidade de atendimento, etc.

A definição de uma política geral para a CESP deveria contemplar ainda as projeções reais de carga das SE's atuais e futuras, custo de alimentadores (implicando em uma consideração da localização geográfica das SE's e cargas), de tal forma a permitir uma otimização global para toda a rede.

Em que pese o fato de não se ter consolidado um estudo de tal envergadura, pode-se avançar algumas conclusões :

- a) Valores reduzidos para custo de interrupção favorecem a política 3, que prevê a instalação de um único transformador com a capacidade para atender o carregamento da SE, considerando a possibilidade de sobrecargas de longa duração na unidade. No entanto, a adoção de tal política pode esbarrar em restrições de continuidade de atendimento recomendadas pelo CODI/ELETROBRÁS.
- b) De modo geral, para valores não muito elevados de C_w e não considerando a política 3, a política 2, em que são instalados dois transformadores em duas etapas, cada qual com capacidade para atender a metade da ponta anual final da SE, é a política mais econômica. A faixa de valores de custo de interrupção para os quais prevalece a política 2 reduz-se com o aumento da ponta de carga anual final da SE e aumenta com o valor da relação entre esta ponta e o carregamento inicial.
- c) Políticas em que se prevê a mesma política de instalação que a 2, porém com aumento da capacidade de transformação, podem ser tão econômicas quanto a própria política 2, com o aumento de custo de implantação sendo compensado pela redução do custo de interrupção. Note-se que as políticas 6 e 8 prevêm, respectivamente, potência 25% e 60% maior que a da política 2.
- d) No caso de implantação em duas etapas, políticas 2, 6 e 8, a antecipação da entrada em operação da segunda unidade transformadora, para melhoria da confiabilidade, não se mostrou atrativa.
- e) Para valores muito elevados do custo de interrupção, passam a prevalecer as políticas que minimizam os cortes de carga à custa de um maior custo de implantação. Nesse caso, torna-se atrativo implantar a SE com duas unidades transformadoras, ambas entrando em operação no ano de comissionamento da SE.
- f) Face às características particulares da rede da CESP, a ponta de carga anual final das subestações de distribuição deve ser restrita a valor no entorno de 50 MVA.

Assim, a rede local de sub-transmissão deve evoluir de forma a integrar, quando justificado, diversas SE's padronizadas na mesma região de atendimento, cada qual procurando acessar um centro de carga regional dentro da área de atendimento.

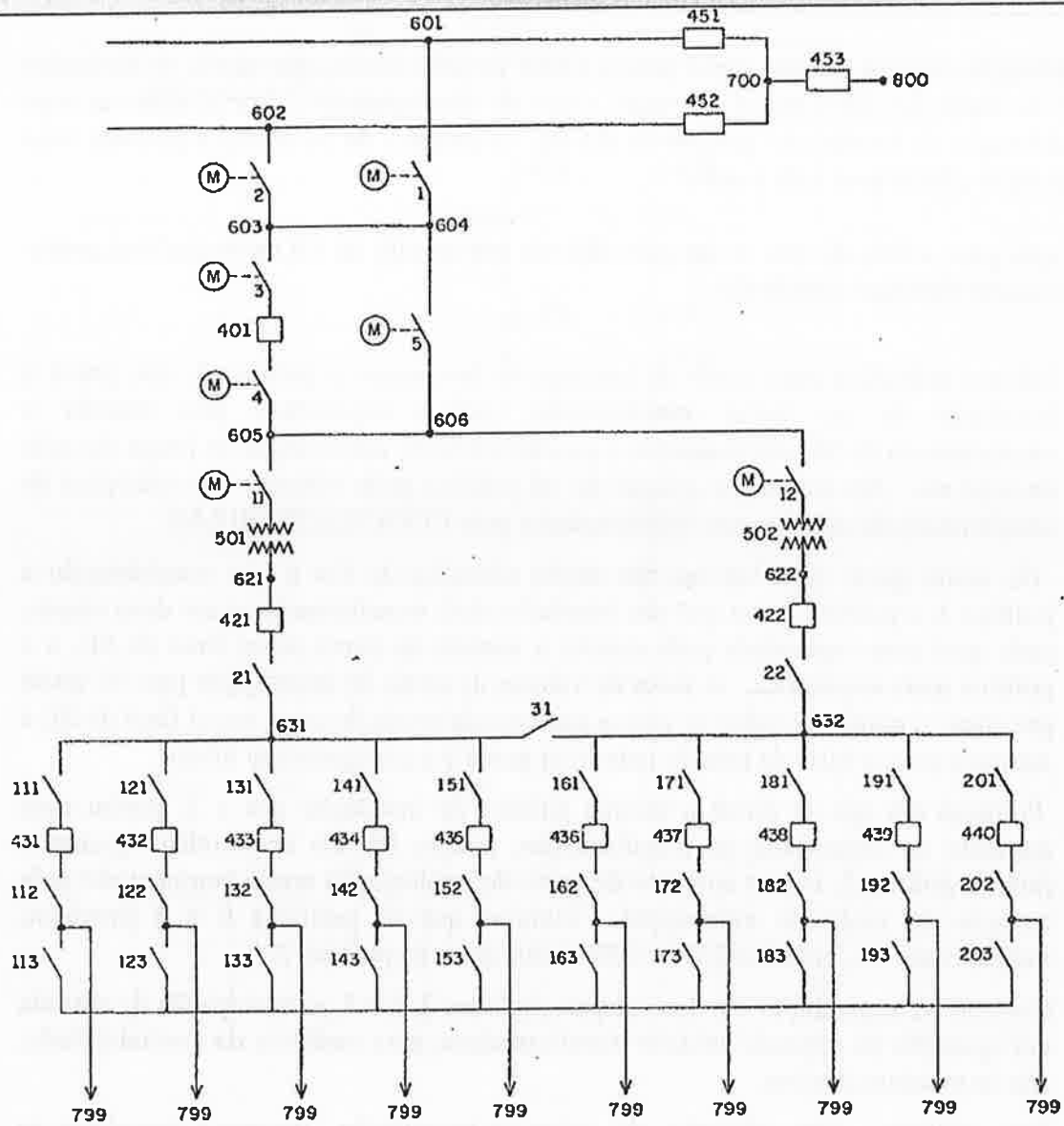


Ilustração 7.1 : Arranjo Básico CESP com dois Transformadores

“Maximização de Limites de Carregamento e Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão : Um Suporte ao Planejamento de Redes Elétricas em Ambiente de Restrições Financeiras”

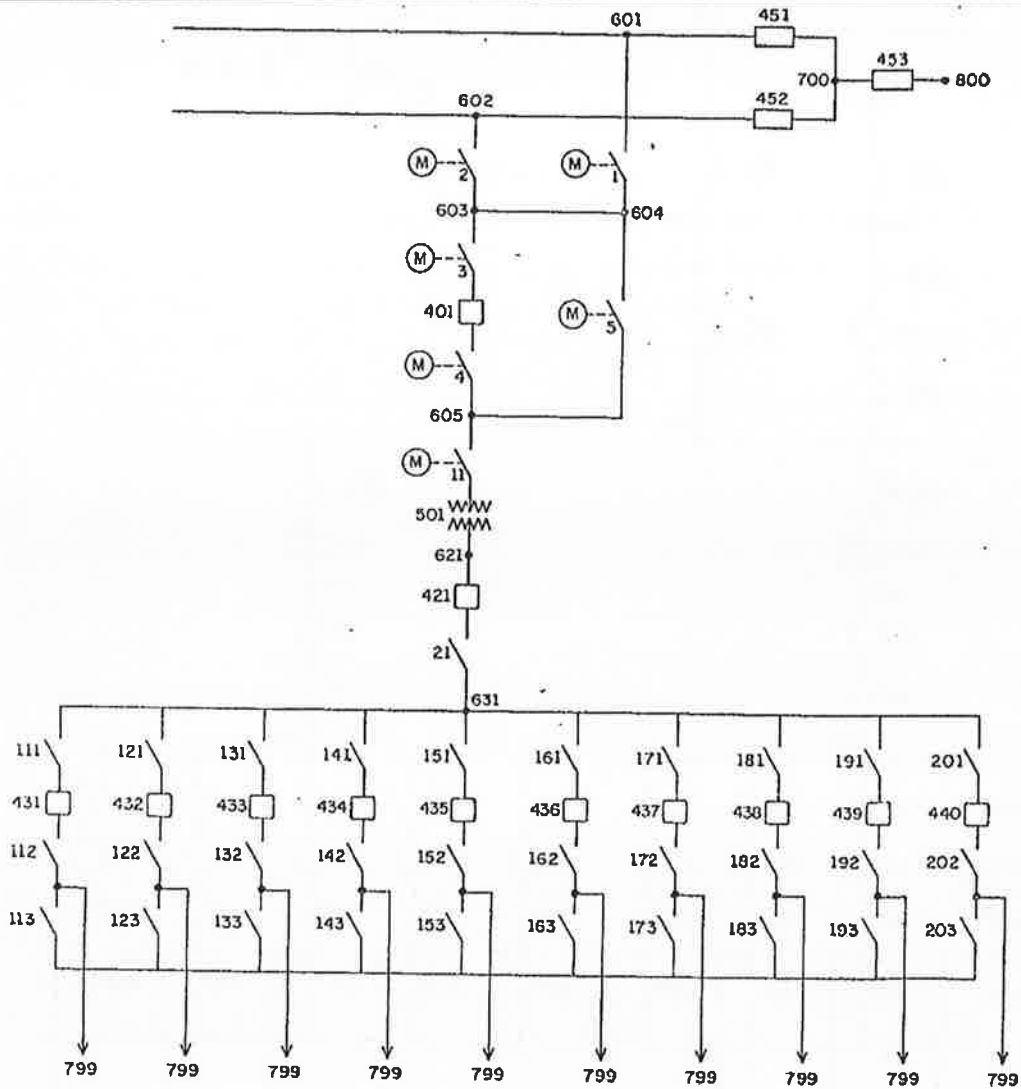


Ilustração 7.2 : Arranjo Básico CESP com um Transformador

8 - CONCLUSÕES / DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Neste Capítulo estão sumarizadas as principais conclusões relativas à temática desenvolvida nesta Tese, evidenciando-se as contribuições ao “Estado da Arte no Planejamento de Sistemas Elétricos de Potência”, como também estão indicadas as principais linhas de investigação futura e desenvolvimento metodológico e/ou de ferramentas computacionais, que se considera importantes na busca de novos aprimoramentos .

8.1 - Maximização de Carregamentos : Principais Conceitos e Metodologia Adotada.

No trabalho, uma metodologia integrada foi proposta, visando a determinação de Limites Maximizados de Carregamento para Linhas de Transmissão e Transformadores.

Esta opção pode tornar-se bastante relevante, posto que as restrições financeiras vem assumindo uma importância cada vez maior como condicionante das decisões em planejamento . A modelagem computacional desenvolvida repousa sobre uma infraestrutura probabilística e uma integração com o modelo de Confiabilidade Composta de Sistemas de Potência.

A metodologia adotada considera:

- (i) uma solução de compromisso entre temperaturas operativas mais altas e redução de vida útil, no caso de transformador; (ii) uma solução de compromisso entre temperaturas operativas mais altas e um aumento no risco de descarga, no caso de linhas de transmissão;
- limites de sobrecarga de curta duração, combinados com medidas corretivas automatizadas, para aliviar sobrecargas no sistema, tais como redespacho de geração e reconfiguração de redes.

A implementação da metodologia proposta tornou-se factível com o desenvolvimento de 2 modelos computacionais, sendo o método de solução baseado em um procedimento iterativo para determinar o melhor balanço entre elevados limites de sobrecarga, que beneficiam a performance do sistema, versus as consequências de tais sobrecargas, medidas em termos de (i) redução de vida útil ou (ii) redução das margens de segurança operativa.

Uma breve descrição é oferecida a seguir.

- O primeiro modelo simula condições operativas aplicadas a um transformador durante seus ciclos de carga anual e diário, levando em consideração os ciclos de temperatura ambiente; taxas de falha e tempo médio de reparo das unidades; curvas de Arrhenius para avaliar redução de vida útil da isolação sólida; limites para as temperaturas do topo do óleo e ponto mais quente dos enrolamentos (para evitar a formação de bolhas e o risco de falha intempestiva da isolação).

- O segundo modelo permite a simulação da performance térmica de linhas de transmissão, levando em consideração a distribuição de probabilidades da corrente de carga ao longo do dia; distribuições de probabilidade conjuntas para o vento e a temperatura ambiente. O processo de simulação é repetido inúmeras vezes, para diferentes condições de carregamento, até ser atingido um nível de risco de descarga pré-especificado. Outro fator potencialmente limitante, no caso das linhas de transmissão, é a redução de vida útil dos cabos condutores devido às altas temperaturas ("creeping"), mas tais limites normalmente são menos restritivos que a condicionante de risco de descarga.

Tradicionalmente, nos estudos de planejamento de Sistemas de Transmissão, os limites de sobrecarga de transformadores e linhas de transmissão são estabelecidos em termos de valores típicos, que não consideram as características da carga suprida e temperatura ambiente, traduzidas por suas curvas de comportamento diário e anual, no ambiente específico que afeta o equipamento em consideração, nem tampouco considera as características físicas do componente do sistema em si. Este procedimento tem dado origem a avaliações que são algumas vezes otimistas e outras pessimistas, com consequências nos investimentos da expansão.

Para o caso de transformadores de força, o ponto chave do método advém do reconhecimento do fato de que o fenômeno de envelhecimento apresenta características cumulativas, na região de temperaturas usuais de operação. No método proposto, a performance térmica do transformador é considerada em uma base anual de modo a abrigar a possibilidade de que períodos de operação em contingência, com taxas elevadas de vida útil, possam ser compensados por períodos de condições mais amenas, com taxas de envelhecimento reduzidas, explorando as características cumulativas do fenômeno.

Adicionalmente, para reduzir ainda mais o conservadorismo, considera-se que envelhecimentos relativos aos períodos de operação em condição normal e sob contingência, devam ser ponderados por suas frequências de ocorrência e durações respectivas, compondo uma expectativa de vida útil que atenda a um critério especificado (30 anos usualmente, para o Planejamento da Expansão). Como extensão a esta metodologia, que já está consolidada na esfera do Setor, propõe-se no Anexo 2 uma modelagem com enfoque totalmente probabilístico e que, face às dificuldades naturais com respeito aos dados necessários e modelo computacional validado, deve se constituir no desafio a ser enfrentado pelas equipes de planejamento, no sentido de disponibilizar a infra-estrutura necessária para aplicação em escala de produção nas empresas .

No tocante às Linhas de Transmissão, o ponto chave da proposta consistiu na utilização de condições ambientais mais representativas para cada caso específico em tela, em um primeiro momento e, disponibilizada uma Base de Dados Meteorológicos, sugeriu-se a migração para uma metodologia de ótica probalística, onde, conforme já enfatizado, o modelo computacional básico já se encontra desenvolvido e foi, inclusive, utilizado de forma exploratória na obtenção de resultados que permitissem avaliar o potencial de aplicação da nova ferramenta .

É importante salientar, que as análises efetuadas trouxeram à tona o fato de que o Setor Elétrico se ressentia da falta de uma metodologia consolidada para avaliação menos conservativa dos limites térmicos das LT's do sistema, caracterizando-se importante lacuna que os planejadores devem se preocupar em preencher com a brevidade possível.

A implementação prática das propostas do autor está em curso em empresas como a CESP e a ELETROPAULO, no Brasil, como também na CFE - Comisión Federal de Electricidad, do México.

O maior obstáculo à implementação efetiva decorre da ausência de uma Base de Dados consolidada para as variáveis ambientais que, como foi enfatizado, são cruciais para o estabelecimento de Limites Térmicos de LT's Aéreas. Este obstáculo tende a ser contornado, concentrando-se esforço e recursos para a coleta das informações necessárias no campo e ampliando-se os postos de medição, como também pela utilização de técnicas estatísticas avançadas no tratamento de amostras escassas [Menezes, A.; Silva Filho, J. I. ; 1991].

Além disso, novos instrumentos, como o termo-visor, estão se tornando cada vez mais disseminados nas empresas, permitindo que o pessoal de operação/manutenção possam monitorar, "on line" e com precisão, as variações de temperatura dos condutores, permitindo o acionamento de esquemas de emergência quando as condições se tornam muito críticas.

8.2 - Padronização de Subestações e Linhas de Transmissão

Para permitir a obtenção de economias significativas com (i) a sistematização de procedimentos de manutenção e especialização de equipes; (ii) com almoxarifado, reduzindo o número de itens e quantidades de sobressalentes; (iii) ou mesmo em licitação para o fornecimento de peças e equipamentos, na medida em que se negociam maiores quantidades e se disponha de um histórico de preços de aquisição de componentes semelhantes, que permite adequada composição de custos modulares representativos; conclui-se que as empresas do Setor devem preconizar estudos de padronização de arranjos e equipamentos de subestações, assim como estudos para definição de estrutura e bitola de condutores de linhas de transmissão, revisando padrões existentes à luz da nova infra-estrutura de critérios e metodologias, como a proporcionada com a conclusão deste trabalho .

Na comparação de arranjos de subestações, recomenda-se considerar objetivamente os itens de:

- . **Custos de Instalação (Equipamentos/Montagem/Obras Cíveis)**
- . **Confiabilidade**
- . **Flexibilidade Operativa**
- . **Facilidade de Expansão**

Os procedimentos adequados para a avaliação de cada item estão detalhados no Capítulo 7 e não serão aqui rerepresentados, ressaltando-se apenas que a base da metodologia se apoia na integração de estudos tradicionais realizados a nível de Subestação, com estudos de confiabilidade global, contemplando o sistema como um todo .

Definido o(s) arranjo(s) padrão(es) para cada nível de tensão, devem ser encetados estudos de padronização de equipamentos e potência instalada de subestações, evoluindo-se através da cadeia de procedimentos apresentada no Capítulo 7 e ilustrada com uma aplicação de ordem prática neste mesmo Capítulo .

A padronização de bitolas de Linhas de Transmissão deve ser perseguida em base metodológica sólida, sob enfoque probabilístico. Para subsidiar a definição das bitolas padronizadas e temperaturas de projeto das Linhas de Transmissão, sugeriu-se a utilização de um Modelo de Confiabilidade Global para permitir a obtenção das curvas de distribuição de probabilidade de fluxo em diversas conexões do sistema, a partir das quais se poderia compor, estatisticamente, uma curva de distribuição de fluxo representativa de um dado nível de tensão.

Em princípio, existem pelo menos três linhas de ação alternativas que podem se viabilizar como solução para o problema de padronização de bitolas:

- I. considerar apenas uma única bitola, com temperatura de projeto dilatada e que acomode a máxima transmissão de potência esperada, no nível de tensão considerado;*
- II. considerar dois valores de Temperatura de Projeto para cada bitola, sendo a mais baixa para transmissão de reduzidos/médias potências e a mais alta para grandes potências;*
- III. considerar duas bitolas de condutores, sendo a menor para médias/baixas potências e a maior para altas potências, assumindo-se uma mesma Temperatura de Projeto;*

sendo que a opção por uma ou outra alternativa deve ser objeto de avaliação quando de posse de uma situação concreta .

8.3 - Contribuições aos Estudos de Planejamento de Sistemas Elétricos de Potência

No decorrer do trabalho foram estabelecidas diversas contribuições ao Planejamento de Sistemas Elétricos, das quais se evidenciam as principais :

⇒ Conceituação do problema de definição de limites de carregamento para transformadores e linhas de transmissão, estabelecendo-se procedimentos para busca da melhor solução de compromisso entre os requisitos conflitantes de (i) maximização de uso da rede existente e planejada, configurando oportunidades de

redução dos investimentos de expansão do sistema e, (ii) as consequências de uma operação em sobrecarga para os próprios equipamentos e a segurança humana .

- ⇒ Para solução do problema de carregamento de equipamentos, foi desenvolvida uma base conceitual e feita a especificação funcional dos modelos computacionais necessários, um deles (carregamento de transformadores) já de uso disseminado no Setor Elétrico, enquanto os outros se encontram desenvolvidos a nível de protótipo, aguardando-se a elaboração de versões para uso comercial .
- ⇒ Para o caso específico de carregamento de transformadores, foi desenvolvida a infraestrutura conceitual e metodológica para o tratamento de transformadores de três enrolamentos (Vide Anexo 1), que é um equipamento de aplicação muito disseminada no sistema brasileiro. A modelagem proposta é inédita não somente no País, mas a nível mundial, pelo menos ao conhecimento do autor e outros especialistas no tema com quem mantém contato .
- ⇒ Formulação da base conceitual para a análise econômica comparativa de projetos, que é necessária no bojo dos procedimentos para priorização de obras de transmissão . Nesse sentido, o autor foi o responsável pelo desenvolvimento do Módulo de Análise Econômica incorporado ao pacote computacional para priorização de obras, em uso por parte das principais empresas de energia elétrica do Setor .
- ⇒ Diagnóstico e formulação do problema de planejamento em conjuntura de restrições financeiras, estabelecendo-se uma metodologia de ataque ao problema que passa por uma proposta de relaxamento do nível de exigência dos critérios tradicionais em vigor, conjugando-se este procedimento com uma sistemática de priorização de obras de transmissão . Nesse âmbito, foi proposto um elenco completo de critérios e procedimentos, para suportar o processo de planejamento e a tomada de decisão no ambiente adverso das restrições financeiras, abrangendo nesse texto os aspectos de “dimensionamento da reserva de transformação”; como também, principalmente, “limites de carregamentos de transformadores e linhas de transmissão”.
- ⇒ Desenvolvimento de procedimentos para introdução do enfoque probabilístico e incorporação da análise de confiabilidade global ao problema de padronização de subestações e linhas de transmissão.
- ⇒ Finalmente, a contribuição que amarra as anteriores é a proposição de uma nova estrutura para o processo de planejamento, onde passa a existir uma interação muito mais forte entre os modelos de fluxo de carga estocástico ou de confiabilidade global e o modelo de priorização de obras, com os modelos específicos voltados para análise do comportamento térmico de transformadores e linhas de transmissão .

8.4 - Desenvolvimentos Futuros

Os desenvolvimentos futuros mais importantes, no entender do autor, para suportar as aplicações em escala de produção na esfera das empresas de energia elétrica, dizem respeito basicamente a :

- * integração dos modelos de confiabilidade global, e/ou de fluxo de potência estocástico, com os modelos de determinação de limites de carregamento de transformadores e linhas de transmissão, desenvolvendo-se as interfaces amigáveis para o usuário que motivem o levantamento das curvas de densidade de probabilidade da corrente de carga nesses equipamentos, do prisma do sistema como um todo .
- * aprimoramento e validação dos modelos de avaliação de limites de carregamento com roupagem genuinamente probabilística, permitindo auferir todo potencial de utilização maximizada dos equipamentos, mantendo os riscos inerentes em patamares aceitáveis e viabilizando, ao mesmo tempo, capturar o potencial de redução de investimentos na expansão que está associado a uma melhor exploração dos limites do sistema existente e planejado .
- * Desenvolvimento de uma Base de Dados Meteorológicos, principalmente no que se refere a velocidade do vento e temperatura ambiente, sem o que os modelos desenvolvidos e a desenvolver ficarão sem a munição necessária para garantir a obtenção de resultados que sejam, de fato, representativos das condições específicas de cada sistema em particular .

- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

I . Caráter Geral:

- R1) Ramos D.S., Morozowski Filho, M.; Schilling, M.Th. **“Probabilistic Methods Applied to Transmission System Upgrading”** IV PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems International Conference” Rio de Janeiro - Setembro de 1994 .
- R2) Ramos D.S., Morozowski Filho, M.; Schilling, M.Th. **“Maximização de Limites de Carregamento dos Componentes de uma Rede de Transmissão em Conjuntura de Restrições Financeiras”** VI ERLAC - Encuentro Regional Latino-Americano de la CIGRE Foz do Iguaçu - Maio de 1995 .
- R3) Ramos D.S., Morozowski Filho, M.; Schilling, M.Th. **“Methodological Framework for Short-Term Planning under Financial Restrictions”** III SEPOPE - International Symposium of Specialists in Electric Expansion and Operational Planning - Belo Horizonte - Junho de 1992 .
- R4) Ramos, D.S.; Morozowski Filho, M.; Nahas, E.T.; Anjos, J.C.E. **“Um Arcabouço Conceitual para o Planejamento sob Restrições Financeiras”** - XI SNPTEE, GPL/ 20, Rio de Janeiro, Outubro, 1991.
- R5) Morozowski Filho, Ramos, D.S.; Melo, A.G.C; Pereira, M.V.F; Pinto, L.M.V.G.- **“Priority Evaluation and Ranking of Transmission Systems Projects: Computer Model and Results”** - IEEE Transactions on Power Systems - Agosto de 1990.
- R6) Morozowski Filho, Pinto, L.M.V.G.; Ramos, D.S.; Melo, A.G.C; Pereira, M.V.F; Silva, M.V.O; Esmeraldo, J.P.V. - **“Planejamento de Sistemas de Transmissão sob Restrições Financeiras: Metodologia e Aplicações”** - II ERLAC (Encontro Regional Latino Americano da CIGRÉ) - Foz do Iguaçu - 1989.
- R7) Morozowski Filho, M.; Ramos, D.S. - **“Incerteza e Flexibilidade no Planejamento da Transmissão: Conceitos e Metodologia”**, 4º ERLAC, Puerto Iguazu, Argentina, 1991.
- R8) Merril, H.M.; Wood, A.J. - **“Risk and Uncertainty in Power System Planning”** - Int. J. of Elec. Power & Energy Systems - april, 1991.
- R9) Ramos, D.S.; Robba, E.J.; Kagan, N.; Prieto, H. - **“A Flexible Computational Model for Bulk Power Systems Reliability Evaluation”** - II PMAPS - International Symposium on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems” - San Francisco/California - USA - 1988.

- R10) Ramos, D.S.; Fontoura Fº, R.N.; Miranda, L.F.S.A. - **"Aspectos na Representação do Sistema Brasileiro para Efeito de Estudos de Confiabilidade Global"** - II ERLAC - Encontro Regional Latino-Americano da CIGRÉ - Foz de Iguaçu - Maio de 1989.
- R11) Maurício, W.; Mizrahi, L.S.; Alcântara Filho, J.; Menezes, M.O.M. - **"Subestações: Qual o Arranjo e a Expansão Ideais?"** - Eletricidade Moderna - Fevereiro de 1987.
- R12) Ramos, D.S.; Almeida, F.R.; Etrusco, W.M. - **"Impacto das Incertezas de Mercado no Planejamento de Sistemas Elétricos"** - Reunião Internacional CIER - Santiago do Chile - Outubro de 1987
- R13) Ramos, D.S.; Furtado, R.C.; Esmeraldo, J.P.V.; et alli - **"Análise de Custo/Benefício Aplicada à Comparação Econômica de Planos Alternativos de Expansão e à Avaliação de Viabilidade de Projetos de Transmissão"** - Reunião Internacional CIER - Caracas/Venezuela - Outubro de 1989.
- R14) Ramos, D.S. ; Pereira, M.V.F.; Morozowski Filho, M.; Fontoura Filho, R.N.; McCoy, M.F.; Balu, N.J. - **"Important Factors Influencing Power System Composite Reliability - An Analysis of Brazilian and USA Cases"**. - Reunião Bienal 1990 - CIGRÉ - Paris/França.
- R15) Ramos, D.S.; Schilling, M.Th; Robba, E.J.; Prieto, H. - **"Uncertainties Emulator: A New Concept for Power Systems Probabilistic Studies"** - IEEE LATINCON - Santiago do Chile - Agosto 1992.
- R16) Ramos, D.S.; Esmeraldo, J.P.V; Figueiredo, E.F.; et alli - **"Critérios para Custeio de Investimentos e Ociosidade para Efeito de Estudos de Planejamento"** - VIII SNPTEE - São Paulo - 1986.
- R17) Maurício W.; Mizrahi, L.S.; Alcântara Fº, J.; Menezes, M.O.M. **"Padronização de Subestações Distribuidoras na ELETROPAULO, a partir de Técnicas de Análise Econômica e Probabilística"** - CIER - Reunião Internacional 1987 - Vinã del Mar/Chile.
- R18) Ramos, D.S.; Shilling, M.Th.; Lima, J.M. **"A Quantificação Econômica das Interrupções de Fornecimento e sua Utilização como Elemento de Balizamento de Decisões no Planejamento da Expansão "** Anais da Reunião Internacional do SPSE/CIER - SubComitê de Planejamento de Sistemas Elétricos da Comisión de Integración Eléctrica Regional - Quito/Equador 1993 .
- R19) Ramos, D.S. **"Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte - Aspectos de Modelagem e Aplicação"** (Tese de Mestrado) Escola Politécnica da USP - São Paulo - 1988.

- R20) Ramos, D.S. et Alli **"Revisão de Critérios de Planejamento e Operação com Vistas à Redução de Investimentos"** CIER - Reunião Internacional - São Paulo - 1985.
- R21) Morozowski F°, M.; Ramos, D.S.; Schilling, MTh. **"Confiabilidade Integrada al Planeamiento de Sistemas Electricos - Potencialidades Y Experiencia de Aplicacion"** Seminário Latino - Americano de Planificacion de Sistemas Electricos - Buenos Aires/Argentina - 1987.
- R22) Ramos, D.S.; Portela, C.M.; Silva, A.O.; Pires, F.B. **"Determinação das Características Básicas das S/E's de Distribuição da CESP em 138/13,8 KV - Estabelecimento da Política de Expansão Local do Sistema de Subtransmissão"** - VII SNPTEE - Brasília - 1984.
- R23) Ramos, D.S.; Morozowski F°, M. **"Considerações de Incertezas no Planejamento da Transmissão : Conceitos e Metodologias para a Formulação de Alternativas Flexíveis"** - Anais da Reunião Internacional do SPSE/CIER - SubComitê de Planejamento de Sistemas Elétricos da Comisión de Integración Eléctrica Regional - Quito/Equador 1993 .

II. Carregamentos de Transformadores:

- R24) ANSI/IEEE **"Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers up to and Including 100 MVA with 55 °C or 65 °C Winding Rise"** C-57.92; 1981.
- R25) Ramos, D.S.; Portela, C.M.; Gesualdi J.R., L.C.; Bezerra, L.R. **"Metodologia para o Cálculo de Limites de Carregamento de Transformadores"** VIII SNPTEE - São Paulo - 1986.
- R26) Ramos, D.S.; Gesualdi J.R., L.C.; Bezerra, L.R. **"Aspectos Determinísticos e Probabilísticos para Definição de Limites de Carregamento em Unidades Transformadoras"** IV SECON - Rio de Janeiro - 1987.
- R27) Ramos, D.S.; Etrusco, W.M.; Bezerra, L.R.; Gesualdi J.R., L.C.; Oliveira Aires, J.C. **"Aplicação de Metodologia para Maximização do Carregamento de Transformadores - Repercussão nos Investimentos de Expansão"** - CIER - Reunião Internacional - Vinã del Mar/Chile - 1987.
- R28) Gesualdi J.R., L.C., Bezerra, L.R.; Ramos, D.S. **"Avaliação de Carregamento em Unidades Transformadoras - Aspectos Metodológicos e Computacionais"** IEEE - Seção Rio de Janeiro - 1987.
- R29) Ramos, D.S.; Gesualdi J.R., L.C.; Bezerra, L.R. **"Determinação de Carregamentos Admissíveis em Transformadores de Potência Imersos em Líquidos Isolantes - Aspectos Metodológicos"** - II ERLAC - Encontro Latino Americano da CIGRÉ Puerto Iguazú - Argentina - 1987.

- R30) Ramos, D.S.; Portela, C.M.; Gesualdi J.R., L.C.; Bezerra, L.R. **"A New Approach to Transformer Loading Limits Assessment"** - Anais do II Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion Planing (II SEPOPE) São Paulo - setembro de 1989.
- R31) Ramos, D.S.; Portela, C.M.; Gesualdi J.R., L.C.; Bezerra, L.R. **"Um Novo Enfoque para o Cálculo de Limites de Carregamento em Unidades Transformadoras - Aspectos Conccituais, Metodológicos e Computacionais Aplicados ao Planejamento da Expansão"** - Anais do III ERLAC - Encontro Regional Latino - Americano da CIGRÉ - Informe Técnico 12/02 - Foz do Iguaçu - maio de 1989.
- R32) GTCP - Grupo de Trabalho para Determinação de Critérios de Planejamento da Transmissão - **"Critérios e Procedimentos para Determinação de Carregamento Admissíveis em Unidades Transformadoras"** ELETROBRÁS / Rio de Janeiro / 1988 .
- R33) GTCP - Grupo de Trabalho para Determinação de Critérios de Planejamento da Transmissão - **"Estado da Arte em Sobrecarga de Transformadores"** NT/GTCP/002/84.
- R34) GTCP - Grupo de Trabalho para Determinação de Critérios de Planejamento da Transmissão - **"Determinação de Carregamento Admissíveis em Unidades Transformadoras - Aspectos Metodológicos e Especificação de Programa Computacional"** - NT/GTCP - 04/84.
- R35) Ramos, D.S.; **"Proposta de Especificação para Programa Digital de Cálculo de Carregamento Admissível em Transformadores"** - Comunicação Técnica TPT/019/84-CESP.
- R36) Bezerra, L.R. **"Carregamento de Unidades Transformadoras : Aspectos Teóricos, Metodológicos e Computacionais"** Dissertação de Mestrado COPPE/UFRJ 1991.
- R37) Gesualdi Jr., L.C. **"Metodologia para a Determinação de Limites Admissíveis de Carregamento em Unidades Transformadoras - Aspectos Determinísticos e Probabilísticos"** Dissertação de Mestrado COPPE/UFRJ 1991 .
- R38) Portela, C.M. **"Envelhecimento de Transformadores - Análise da Relação Funcional a Adotar para o Envelhecimento"** - Electricidade nº 42 e 43; 1966.
- R39) Portela, C.M. **"Definição da Utilização de Transformadores a partir de Simulação das Condições de Temperatura do Refrigerante, de Carga e de Indisponibilidade"** - Electricidade nº 44 a 51; 1967.

- R40) Chew, O.O. - **"Operation of Transformers at Loads in Excess of Nameplate Ratings"** - The Line - Dezembro de 1978.
- R41) Blake, J.H.; Kelly, E.J. - **"Oil-Immersed Power Transformers Overload Calculations by Computer"** - IEEE - PAS - Vol. 88 - agosto 1969.
- R42) IEEE TASK FORCE - **"Progress Report on a Guide for Loading Oil - Immersed Power Transformers Rated in Excess of 100 MVA"** - IEEE - PAS - Vol. 100 - agosto de 1981.
- R43) ABNT - **"Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência"** NBR - 5416 Dezembro de 1981.
- R44) Blake, J.H; et alli - **"Determination of Power Transformers Rating for the Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection"** - IEEE - PAS - Vol. 90 - 1971.
- R45) Brandão J.R., A.F.; Robba, E.J. - **"SUBESTAÇÕES - Qual a Melhor Política para Expansão ?"** - Eletricidade Moderna - março de 1980.
- R46) Elmakis,D. et alli **"A Probabilistic Approach for Establishing the Transformer Capacity Reserve Criteria for MV/HV Substations"** - IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS 1 n° 4; november 1986.
- R47) Elmakis,D. et alli **"A Probabilistic Method for Establishing the Transformer Capacity in Substations Based on the Loss of Transformer Expected Life"** - IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS 3 n° 2; may 1988.
- R48) Montsinger, V.H.; Blume, L.F. et al - **"Transformer Engineering"** - John Wiley and Sons - 1951.
- R49) Mc Nutt, W.J.; Kaufmann, G.H., Vitols; A.P.; McDonald, J.D. **"Short time Failure Mode Considerations Associated with Power Transformer Overloading"** - IEEE Transactions vol. PAS 99 - maio/junho 1980.
- R50) Mc Nutt, W.J.; Rouse, T.O.; Kaufmann, G.H. **"Mathematical Modelling of Bubble Evolution in Transformers"** - IEEE PAS Vol. 104 - fevereiro de 1985.
- R51) Henrichs, F.W. **"Bubble Formation in Power Transformers Windings at Overload Temperatures"** - IEEE PAS vol. 98 - setembro/outubro de 1979.
- R52) Mc Nutt, W.J.; Kaufmann, G.H. **"Evolution of a Functional Life Test Model for Power Transformers"** - IEEE PAS - vol. 102 - maio de 1983.
- R53) Mc Nutt, W.J. ; Compton, O.R. **"International Seminar on Transformer Loading"** Proceedings - IEEE - Rio de Janeiro - Setembro 1990.

- R54) Whitman, L.C.; Holcomb, J.E. **“Transient Temperature Rise of Transformers”** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS 85 pp.1046-1054; 1963.

III. Carregamento de Linhas de Transmissão:

- R55) Fernandes, J.H.M.; et alli **“Riscos de Descarga Associados às Distâncias Mínimas Condutor-Solo Padronizadas pela Norma Brasileira”** X SNPTEE - Curitiba, 1989 -CWB/GLT/09 .
- R56) Menezes,A.; et alli **“Ampacidade Estatística de Condutores Aéreos - Identificação dos Riscos Térmicos Correspondentes na Prática Atual de Carregamentos Elétricos”** XI SNPTEE - Rio de Janeiro, 1991 - RJ/GLT/10 .
- R57) Silva Filho, J.I.; Menezes. A.A. **“Definição da Velocidade do Vento de Projeto Baseada em Amostras Escassas - Análise Estatística não Paramétrica de Independência Amostral”** XI SNPTEE - Rio de Janeiro, 1991 - RJ/GLT/14 .
- R58) Morgan, V.T. **“Thermal Behavior of Electrical Conductors - Steady, Dynamic and Fault-Current Ratings”** John Wiley and Sons 1991 .
- R59) Bianchi Jr., A. **“Capacidade de Corrente (Ampacidade) em Linhas de Transmissão Aéreas : Enfoque Probabilístico”** Dissertação de Mestrado EPUSP 1991 .
- R60) Morais, R.A. **“Thermal Line Rating for Improved Transmission System Utilisation”** Electrical Power System Research June 1993 .
- R61) Monseau, M. **“Determination of Thermal Line Rating from a Probabilistic Approach”** III PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power System International Conference - London 1992 .
- R62) Pullen, F.D.; Hopgood, D.J. **“Probabilistic Approaches to Transmission Line Thermal Ratings”** III PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power System International Conference - London 1992 .
- R63) Swan, J. **“Determination of Conductor Ampacity - A Probabilistic Approach”** IV PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power System International Conference - Rio de Janeiro 1994 .
- R64) Cosentino, A.; Carvalho, F.F.; Campos, E. **“O Risco de Acidente : Uma Proposta de Critérios para Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”** XIII SNPTEE - Balneário de Camboriú/SC - 1995 .
- R65) Cosentino, A. et alli **“Ampacidade Estatística de Linhas Aéreas de Transmissão com Cabos Alumínio/Aço”** Revista ELETROEVOLUÇÃO / CIGRÉ n°4 - 3° Trimestre 1995 .

- R66) Diniz, J.H.; Carvalho, A.M.; Leão, S.L.C.; Albuquerque, V.O.; Martins, J.A.; Paim, O.; Costa, J.A. **“Carregamento de LT’s : Metodologia Estatística e Gerenciamento em Tempo Real”** Revista Eletricidade Moderna - Agosto de 1993 .
- R67) Aluminum Electrical Conductor Handbook - The Aluminum Association **“Operating Performance and Problems”**.
- R68) CATÁLOGO ALCOA ALUMINUM - Section 6 **“Current Temperature Characteristics of Aluminum Conductors”**.
- R69) Aluminum Company of America (ALCOA) **“Overload and Fault Current Limitations of Bare Aluminum Conductors”** - Section 7 - 1959.
- R70) Livingston, A.E. (ALCAN) **“Annealing Characteristics of Aluminum Conductors”** Canadian Electrical Association, Ottawa, 1975.
- R71) Pennsylvania / New Jersey/ Maryland Interconnection Planning and Engineering Committee **“Determination of Thermal Ratings for Bare Overhead Conductors”** - Conductor Rating Task Force - Janeiro de 1983.
- R72) Furukawa Electric Co. Ltd. **“Restudy of Overhead Conductor Current Capacity”** - Maio de 1969 - Tokio - Japan.
- R73) Technical Report of the Aluminum Associations **“Time Temperature - Percent Strength Remaining Curves for Aluminum Electrical Conductors”** - Junho de 1970.
- R74) Morgan, V.T. **“Rating of Bare Overhead Conductors for Continuous Currents”** - Proc. IEE, Vol. 114, nº 10 outubro de 1967 pp 1473 - 1482.
- R75) Svensson, L. et all: **“Thermal Design Criteria for Overhead Lines With Regard to Load and Short - Circuit Currents”** - CIGRÉ - 1980 Section nº 22-09.
- R76) Harvey, J.R. (ALCOA Research Laboratories) **“Effect of Elevated Temperature Operation on the Strength of Aluminum Conductors”** - IEEE Trans. on PAS, SEPT/OCT 1972 pp 1769-1772.
- R77) Harvey, J.R. **“Creep of Transmission Line Conductors”** - IEEE Trans. on PAS, Vol. - PAS 88 nº 4, april 1969 - pp 281- 286.
- R78) Harvey, J.R.; Larson, R.E. **“Use of Elevated - Temperature Creep Date in Sag - Tension Calculations”** - IEEE Trans. on PAS, Vol. - PAS - 89 nº 3, march 1970 - pp 380 - 386.
- R79) Endrenyi, J.& McMurtrie, N.J. **“Determination of Conductor Ampacity by Digital Simulation of Load, Weather and Ageing History”** CIGRÉ - Reunião Bienal 1968.

- R80) Bourgsdorf, V.V. & Nikitina, L.G. **"Heating of Conductors, their Thermal Endurance and Increase in Transmission Lines Capacity"** - CIGRÉ - Reunião Bienal 1980.
- R81) Adams, Harold W. **"Steel Supported Aluminum Conductors (SSAC) for Overhead Transmission Lines"** - IEEE Transactions PAS 93, 5:1700-5 sept/oct. 1974.
- R82) House, H.E. & Tuttle, P.D. **"Current - Carrying Capacity of ACSR"** - IEEE Transactions PAS 77: 1969-77, feb. 1959.
- R83) Fullerton, F.M.; Sheridan, R.; Zobel, E.S. **"Evaluation of Conductor to Ground Clearances for normal and emergency Operations at Elevated Temperatures"** - IEEE Winter Power Meeting. jan. 1971 - n. 169 PWR.
- R84) ANSI American National Standards Institute. NESC - National Electric Safety Code. part 2 - **"Safety Rules for the Instalation and Maintenance of Overhead Electric Supply and Communication Lines"**.
- R85) Davidson, Glem A. et alli **"Thermal Ratings for Bare Overhead Conductors"** - IEEE Winter Meeting. New York, jan. 1974 C. 74 003-0.
- R86) Markovits, Cecília H. de Magalhães. **"Cálculo do Limite Térmico de Condutores ACSR"** - CIER, Santiago do Chile, 1972.
- R87) Davidson, G.; Donoho, T.E.; Landrien, P.R.H.; MC Elhaney, R.T.; Salgers, J.H. **"Short-time Thermal Ratings for Bare Overhead Conductors"** - IEEE Transactions PAS 88, 3:194-9, mar. 1969.
- R88) Morgan, V.T. **"The Thermal Rating of Overhead-Line Conductors. Part I: The thermal Model"** - Electric Power Systems Research: 119-39, (5), 1982.
- R89) Ericson, T.; Johansson, T.; Chambon, H. **"Transmission Capacity of Overhead Lines"** ELECTRA 74: 53-65, 1981.
- R90) Moraes Filho, Péricles de. **"Capacidade de Transporte e Perda de Resistência Mecânica de Condutores de Linhas Aéreas de Transmissão - Métodos dos Parâmetros Variáveis"** - VI SNPTEE, Camboriú - SC, outubro. 1981. BC/GLT/26.
- R91) Nicolini, P. & Paoli, P. **"Comportamento Térmico dos Condutores das Linhas Elétricas - Pesquisas Experimentais e Métodos Estatísticos de Simulação"** - VI SNPTEE, Camboriu - SC, outubro. 1981. BC/GLT/16.
- R92) Melo, C.P. de, Silva, H.D.; Regis Jr., O. **"Determinação do Carregamento de Linhas de Transmissão Utilizando-se Modelos Climatológicos"** - VI SNPTEE, Camboriu - SC, outubro. 1981. BC/GLT/10.

- R93) Koval, D.O. & Billinton, R. **"Determination of Transmission Lines Ampacities by Probability and Numerical Methods"** - IEEE Transactions PAS 89. 7: 1485-92, sept/oct 1970.
- R94) Vian, Angelo; Sato, W.; Masuda, M.; Merino, J.S. **"Aplicação de Metodologias Probabilísticas envolvendo Dados Climatológicos e Condições de Carregamento Elétrico na Determinação da Distância Vertical Mínima Condutor - Solo de Linhas de Transmissão AT e EAT"** - THEMAG Engenharia LTDA. nov. 1982.
- R95) Morgan, V.T. **"The Loss of Strength of Hard - Drawn Conductors by Annealing in Service"** - IEEE Transactions PAS - 98, 3: 700-9, may/june. 1979.
- R96) CHESF **"Estudo para Determinação do Distanciamento Mínimo Condutor - Solo de 230 e 500 KV usando Critérios Probabilísticos"** RT-26- 07, dez. 1981.
- R97) Davis, Murray W. **"Nomographic Computation of the Ampacity Rating of Aerial Conductors"** IEEE Transactions PAS - 89 3: 387 - 99, mar. 1970.
- R98) Davis, Murray W. **"A New Thermal Rating Approach: The Real-Time Thermal Rating System for Strategic Overhead Conductor Transmission Lines, part 1 - General Description and Justification of the Real Time Thermal Rating System"** - IEEE Transactions PAS - 96. 3: 803 - 9, may/june, 1977.
- R99) part II - **"Steady State Thermal Rating Program"** IEEE Transactions PAS - 96. 3: 810-25, may/june. 1977.
- R100) part III - **"Steady Thermal Rating Program - Continued Solar Radiation Considerations"** - IEEE Transactions PAS - 97: 444 - 55, mar/apr. 1978.
- R101) part IV - **"Daily Comparisons of Real-Time and Conventional Thermal Ratings and Establishment of Typical Annual Weather Models"** - IEEE Transactions Vol. PAS - 99, nº 96; nov/dez 1980.
- R102) part V - **"Monthly and Annual Accumulative Frequency Distributions of Hourly Real-Time Thermal Ratings and their Comparisons with Conventional Risk Curves"** - IEEE Transactions Vol. PAS - 99, nº 6, nov/dez 1980.
- R103) Morgan, V.T. **"The Current - Carrying Capacities of Overhead Conductors"** IEEE - Summer Power Meeting 1978 - A 78 575-3.
- R104) Aluminum Association 1973 **"Aluminum Conductor Rating Panel Discussion"** - Annual Conference of The Engineering and Operation Division Southeastern Electric Exchange - April 12, 1973.

- R105)** Paris, L.; Reggiane, F.; Valtorta, M. **"Possibilities to Increase Transmission Line Loading in Well Developed Electrical Networks"** - CIGRÉ - Session 1974.
- R106)** Morgan, V.T. **"Rating of Bare Overhead Conductors for Intermittent and Cyclic Currents"** - Proc. IEE, Vol. 116, nº 8, august 1969.
- R107)** IEC Technical Committee nº 11 Working Group 06 **"Recommendations for Clearances on Overhead Lines"**.
- R108)** Rodrigues, Celso G.; Cheib, Duílio Z. **"Limites de Temperaturas de Operação e Escolha de Condutores de Linhas de Transmissão em 138 KV"** - Relatório Interno CESP - RT/EET/L-002/81 - agosto 1981.
- R109)** EPRI (Electric Power Research Institute) **"Transmission Line Reference Book - 345 KV and Above"** 1982.
- R110)** GTCP - Grupo de Trabalho para Determinação de Critérios de Planejamento da Transmissão **"Metodologia para Determinação do Carregamento de Linhas Aéreas de Transmissão - Determinação dos Limites Normal e de Sobrecarga usando uma Abordagem Probabilística"** Rio de Janeiro 1989.
- R111)** Mall, J.F.; Deb, A.K. **"Prediction of Overhead Transmission Line Ampacity by Stochastic and Deterministic Models"** IEEE Transactions on Power Delivery - vol. 3 - abril 1988.
- R112)** Bichels, A.; Melek, A. **"Seleção Ótima de Bitolas de Cabos de Linhas de Transmissão por Método Probabilístico"** CIER - Reunião Internacional - Viña del Mar/Chile - 1987.

**“MAXIMIZAÇÃO DE LIMITES DE
CARREGAMENTO E À PADRONIZAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES E LINHAS DE TRANSMISSÃO :
UM SUPORTE AO PLANEJAMENTO DE REDES
ELÉTRICAS EM AMBIENTE DE RESTRIÇÕES
FINANCEIRAS”**

**ANEXO 1 : " Determinação de Limites
de Carregamento para Unidades
Transformadoras - Extensão para
Transformadores de Três
Enrolamentos"**

SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	2
A.1- 1 INTRODUÇÃO.....	3
A.1 - 2 TIPOS DE CARREGAMENTO CONSIDERADOS E COMPOSIÇÃO DE CARGA NOS ENROLAMENTOS PARA SOLICITAÇÃO TÉRMICA MAIS DESFAVORÁVEL DO PONTO DE VISTA DE AQUECIMENTO X ENVELHECIMENTO.....	4
A.1 - 3 ANÁLISE DAS SOLICITAÇÕES MAIS DESFAVORÁVEIS DO PONTO DE VISTA DE AQUECIMENTO X ENVELHECIMENTO E PROCEDIMENTOS COMPUTACIONAIS CORRESPONDENTES	6
A.1 - 3.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	6
A.1 - 3.2 COMPOSIÇÃO DE CARGA FIXA	7
A.1 - 3.3 SOBRECARGA AFETANDO NO MÁXIMO UM PAR DE ENROLAMENTOS.....	8
A.1 - 3.3.1 <i>Considerações Preliminares</i>	8
A.1 - 3.3.2 <i>Defasagem constante entre correntes secundária e terciária, patamar a patamar da curva de carga</i>	10
A.1 - 3.3.3 <i>Defasagem livre entre correntes secundária e terciária, patamar a patamar da curva de carga</i>	12
A.1 - 3.4 COMPOSIÇÃO DE CARGA E FATOR DE POTÊNCIA DA CARGA DOS ENROLAMENTOS TOTALMENTE LIVRES.....	16
A.1 - 3.5 FATOR DE POTÊNCIA FIXADO E COMPOSIÇÃO LIVRE.....	17
A.1 - 4 EXTENSÃO DO EQUACIONAMENTO TÉRMICO PARA O CASO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS DE 3 ENROLAMENTOS	17
A.1 - 5 ASPECTOS COMPUTACIONAIS	20
A.1 - 5.1 ENFOQUE DE AVALIAÇÃO.....	20
A.1 - 5.2 PROCESSO ITERATIVO DE DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE SOBRECARGA.....	21
A.1 - 6 REFERÊNCIAS.....	24

[The text in this section is extremely faint and illegible. It appears to be a list of items or a series of paragraphs.]



A.1- 1 INTRODUÇÃO

A metodologia objeto deste trabalho estende os conceitos e o equacionamento contidos no trabalho do autor apresentado no Capítulo 2. , permitindo abranger a avaliação de limites de carregamento para transformadores de 3 enrolamentos.

A gênese do problema, que impõe a necessidade de uma modelagem específica para os equipamentos de 3 enrolamentos, com terciário utilizado para carga ou compensação reativa, reside no fato de que, pelo menos teoricamente, os equipamentos com mais de um par de enrolamentos permitem infinitas combinações de correntes para atingir um determinado nível de solicitação térmica, a qual pode ser traduzida pelo percentual de sobrecarga aplicado ao enrolamento mais carregado em relação a seu valor nominal.

Em outras palavras, para um nível de carregamento fixado, por exemplo, no enrolamento primário, existem infinitas possibilidades de combinação das correntes secundária e terciária (em módulo e fase) para que o primário atinja o nível de carregamento fixado.

Neste contexto, o objetivo deste Anexo se concentra na análise pormenorizada das particularidades inerentes à modelagem de transformadores de 3 enrolamentos, para efeito de determinação de limites de carregamento admissíveis para cada uma das modalidades discutidas a seguir no item A.1 - 2 .

Assim, são abordadas as alterações no equacionamento matemático que rege a simulação de unidades de 2 enrolamentos, bem como apresentadas e discutidas diversas possibilidades de combinação de carga entre secundário e terciário, que podem ocorrer na prática, e que vão condicionar o valor de sobrecarga admissível.

Adicionalmente, são indicados procedimentos computacionais para simulação do fenômeno de aquecimento x envelhecimento em uma base anual, bem como procedimentos para avaliação da combinação de carga mais desfavorável do ponto de vista de solicitação térmica, a partir de condições de contorno fixadas e em função dos parâmetros elétricos e térmicos do equipamento.

A metodologia descrita foi aprovada no âmbito setorial há bastante tempo, mas devido à dificuldades de alocação de recursos para viabilizar o desenvolvimento do "software" necessário, somente agora se avançou para a fase de implementação e testes e o autor aguarda para breve sua aplicação em escala de produção pelas empresas participantes do **GTCP "Grupo de Trabalho para o Estabelecimento de Critérios de Planejamento de Transmissão"**, órgão subordinado ao **GCPS "Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema"**, sob coordenação geral da ELETROBRÁS.

A.1 - 2 TIPOS DE CARREGAMENTO CONSIDERADOS E COMPOSIÇÃO DE CARGA NOS ENROLAMENTOS PARA SOLICITAÇÃO TÉRMICA MAIS DESFAVORÁVEL DO PONTO DE VISTA DE AQUECIMENTO X ENVELHECIMENTO

Os tipos de carregamento considerados para os transformadores de 3 enrolamentos são os mesmos que se vem considerando para as unidades de 2 enrolamentos (1), designadamente a saber :

- *Carregamento em Condição Normal de Operação*
- *Carregamento programado acima do valor nominal de placa*
- *Carregamento em condição de emergência de longa duração (sobrecarga de longa duração)*
- *Carregamento em condição de emergência de curta duração (sobrecarga de curta duração)*

Tais tipos de carregamento encontram-se conceituados e descritos em detalhe no corpo dessa Tese, sendo importante salientar que para as duas modalidades, que impõem a determinação de limites de sobrecargas no equipamento em condição de emergência, torna-se necessário estabelecer, a princípio, condições de contorno que reflitam a realidade operativa do equipamento e que direcionem a determinação das restrições de carregamento.

Estas condições de contorno dizem respeito, basicamente, à composição possível de carga entre enrolamentos, durante situações de emergência e, em função dessa distribuição de carregamento, que visa basicamente a obtenção das solicitações térmicas mais desfavoráveis que possam ocorrer ao longo da vida útil de um transformador, as limitações se estabelecerão por se ter atingido uma restrição de temperatura máxima, que pode ser do ponto mais quente dos enrolamentos ou do topo do óleo, ou ainda por se ter atingido uma restrição de envelhecimento máximo, a qual objetiva preservar uma durabilidade mínima para o equipamento.

Como flexibilidade metodológica, considerou-se adequado a possibilidade de quatro tipos distintos de combinação para a carga do secundário e terciário, descritos no que se segue.

a) Composição de carga fixada, em potência ativa e reativa

Reflete uma situação em que se teria operação em paralelo de várias unidades transformadoras, atendendo carga no secundário e terciário, onde a saída de operação de uma unidade provocaria variações de corrente de mesma proporção nos três enrolamentos.

b) Sobrecarga afetando, no máximo, um par de enrolamentos

Reflete uma situação operativa onde apenas primário e secundário estariam em malha fechada com o sistema, acarretando como consequência que uma contingência externa a SE imponha alteração de fluxos apenas nestes dois enrolamentos permanecendo o terciário com seu carregamento original.

Pode representar também uma situação onde o terciário seria utilizado para compensação reativa, sem possibilidade de transferência de equipamentos do terciário de um transformador para outro, donde uma contingência de uma unidade transformadora não provocaria alteração no carregamento do terciário das unidades que restaram em operação.

c) Fator de potência e composição totalmente livres

É um tipo de combinação que, por sua flexibilidade, permite a busca da pior situação operativa para o equipamento, em termos de solicitação térmica, permitindo avaliar a limitação mais restritiva e portanto mais conservativa.

d) Fator de potência fixado e composição livre

É uma composição representativa da situação onde os tipos de carga de secundário e terciário se encontram perfeitamente definidos, porém o montante de carga de cada enrolamento está sujeito à evolução do sistema externo à subestação e pode apresentar variações significativas de distribuição, em relação à uma situação presente, na dependência das taxas de crescimento que resultarem para a carga de cada um desses dois enrolamentos.

Um caso típico aplicativo é a situação de uma SE com terciário utilizado para compensação reativa e o secundário para alimentação de cargas para as quais o fator de potência pode ser considerado aproximadamente constante ao longo do tempo. Nesse caso a evolução da compensação reativa estaria relacionada a uma série de ações tomadas a nível de sistema e função da própria evolução deste, enquanto que a evolução da demanda secundária estaria subordinada ao crescimento de um mercado localizado, sujeito a conjunturas não previsíveis com grande antecedência.

A.1 - 3 ANÁLISE DAS SOLICITAÇÕES MAIS DESFAVORÁVEIS DO PONTO DE VISTA DE AQUECIMENTO X ENVELHECIMENTO E PROCEDIMENTOS COMPUTACIONAIS CORRESPONDENTES

A.1 - 3.1 Formulação do Problema

Conforme deduzido em [Ramos, D.S. ; 1987] para o caso específico do problema em pauta, um transformador de 3 enrolamentos pode ser representado, no sistema "por unidade", por duas equações principais :

$$Q_T = r_p |i_T|^2 + r_s |i_s|^2 + r_T |i_T|^2 \quad (A1-1)$$

$$i_p = i_s + i_T \quad (A1-2)$$

onde r_k e i_k representam a resistência e corrente do k -ésimo enrolamento. A primeira equação traduz o relacionamento entre as correntes e a dissipação de calor no equipamento, e a segunda equação, (1ª Lei de Kirchhoff aplicada ao circuito equivalente) exhibe a corrente primária como composição das correntes dos outros dois enrolamentos.

Normalmente, tem-se uma potência nominal de mesma magnitude para primário e secundário, sendo o terciário de capacidade mais reduzida. Admitindo-se, para efeito de cálculo de aquecimento, que a operação do equipamento se processe com tensão sensivelmente idêntica ao valor nominal, tem-se que um determinado fator de sobrecarga percentual para o equipamento se reflete, em termos de corrente nos enrolamentos, nas restrições que se seguem:

$$\begin{aligned} & |i_p| \leq F_s \\ & |i_s| \leq F_s \\ & |i_T| \leq F_s / k \end{aligned} \quad (A1-3)$$

A última relação indica que, estando as correntes referidas a uma mesma base de potência e sendo a potência nominal do terciário idêntica a S_N / k ($k =$ fator de redução), a limitação da corrente terciária é exercida por um fator de sobrecarga inferior a F_S .

Então, matematicamente o problema em tela pode ser formulado como um problema de maximização, com função objetivo Q_T . Assim:

$$\text{Max} \left[Q_T = r_P |i_P|^2 + r_s |i_s|^2 + r_T |i_T|^2 \right] \quad (\text{A1-4})$$

sujeito a :

$$|i_P|, |i_s| < I$$

$$|i_T| < I / k$$

(A1-5)

$$|i_P| = |i_s + i_T|$$

onde I representaria um fator de sobrecarga intermediária, variável continuamente ao longo de um processo iterativo detalhado em itens seguintes, que gradativamente deve ser ajustado para definir um fator de sobrecarga máximo admissível no equipamento, condicionando a restrições de temperatura e envelhecimento máximo. Cumpre enfatizar também que, além das restrições evidenciadas em (A1-5), há que se respeitar condicionantes relativas às premissas assumidas para definição da composição de carga entre enrolamentos.

Embora sempre se possa solucionar o problema de maximização proposto por algoritmos de programação não linear, desenvolveu-se analiticamente a solução para as diversas hipóteses de composição de carga visualizadas, tirando-se proveito das características favoráveis das equações que caracterizem a função objetivo e suas restrições, para perseguir um incremento da eficiência computacional do modelo em desenvolvimento.

A.1 - 3.2 Composição de Carga Fixa

Neste caso, uma proporção de carga entre os enrolamentos, caracterizando um carregamento básico, deve ser mantida constante ao se determinar os limites de carregamento do transformador. Assim, em cada patamar, as relações entre carregamento primário/secundário ou primário/terciário, bem como o fator de potência da carga de cada enrolamento, deve permanecer fixado, condicionando o limite de carregamento.

Observa-se que a terminologia "composição fixa" aplica-se patamar a patamar das curvas de carga, ou seja, a composição de carga pode ser distinta de um patamar a outro, porém constante em cada um deles.

Nesta situação demonstra-se facilmente que, para manter fixadas as composições de carga dos patamares, a busca dos limites de carregamento deve ser desenvolvida por processo iterativo (Cfr. Item A.1 - 5), em que um determinado fator de sobrecarga candidato (I) deve afetar simultaneamente as cargas do secundário e terciário (afetando em consequência também o primário).

O processo de ajustes sucessivos prossegue até se obter um fator de sobrecarga máximo (I_M), para o qual uma ou mais restrições de envelhecimento ou temperatura é atingida, com as restrições restantes permanecendo não acionadas (valor de solicitação inferior aos limites estabelecidos).

A.1 - 3.3 Sobrecarga afetando no máximo um par de Enrolamentos

A.1 - 3.3.1 Considerações Preliminares

Neste caso, admite-se a corrente terciária conhecida em cada patamar da curva de carga (dado de entrada), devendo-se perseguir a determinação do fator de sobrecarga máximo, a ser alcançado pelas correntes secundária ou primária em pelo um dos escalões da curva de carga, e em hipótese nenhuma ultrapassada em algum momento do período de operação sendo simulado.

Como a metodologia de avaliação de limites de carregamento contempla a possibilidade de ponderação de contingências de diversas classes de duração, que pode abranger diversos patamares distintos da curva de carga, no que se segue apresenta-se a determinação da composição de correntes que maximiza o calor dissipado no equipamento para um evento de longa duração abrangendo diversos patamares de carga. Neste sentido, para uma determinada contingência, a expressão do calor dissipado pode ser colocada na forma a seguir, onde se aplica a seguinte notação:

i_p^o, i_s^o, i_T^o = valores de corrente primária, secundária e terciária, respectivamente, para o patamar em que ocorre a ponta de carregamento do transformador, em condição normal de operação.

$F_p(\cdot), F_s(i), F_T(\cdot)$ = fatores multiplicativos de operação das correntes primária, secundária e terciária, respectivamente, que transportam os valores para um patamar qualquer, assumindo valores de ponta de carregamento.

$D(p)$ = duração do p-ésimo patamar da curva de carga

ϕ_c = conjunto dos patamares de carga abrangidos pela contingência

$$Q_{TC} = r_p \left[\sum_{p \in \phi_c} F_p^2(p) D(p) \right] |i_p^o|^2 + r_s \left[\sum_{p \in \phi_c} F_s^2(p) D(p) \right] |i_s^o|^2 + r_T \left[\sum_{p \in \phi_c} F_T^2(p) D(p) \right] |i_T^o|^2 \quad (A1-6)$$

O horário de ponta de carregamento é caracterizado pelo instante em que, para condição normal de operação (carregamento básico), um ou mais enrolamentos experimentam o maior valor de solicitação, porcentualmente em relação à capacidade nominal, visualizado ao longo de todo o ciclo de carga em análise.

Convém enfatizar que quando se aplica sobrecargas ao enrolamento secundário, com a carga terciária fixada nos níveis definidos pelo carregamento básico, pode ocorrer uma sobrecarga também no enrolamento primário e tendo em vista que secundário e terciário podem ter seus máximos carregamentos caracterizados por diversidade importante, a ponta global de carregamento pode vir a sofrer um deslocamento temporal impondo que os algoritmos sejam adaptados para captar esta possibilidade.

Sendo a corrente primária uma variável dependente das correntes secundária e terciária, é oportuno exprimir a (A1-6) após a eliminação da variável dependente em função das outras duas.

$$|i_p|^2 = |i_s|^2 + |i_T|^2 + 2|i_s||i_T|\cos\psi \quad (A1-7)$$

$$\psi \triangleq \text{ang}(i_s, i_T)$$

Resulta que :

$$Q_{TC} = A|i_s^o|^2 + B|i_T^o|^2 + C \quad (A1-8)$$

onde:

$$\begin{aligned} \mathbf{A}^{\Delta} &= (\mathbf{r}_p + \mathbf{r}_s) \sum_{p \in \phi C} \mathbf{F}_S^2(\mathbf{p}) \mathbf{D}(\mathbf{p}) \\ \mathbf{B}^{\Delta} &= 2 |\mathbf{k}^o| \mathbf{r}_p \sum_{p \in \phi C} \cos(\Psi(\mathbf{p})) [\mathbf{F}_S(\mathbf{p}) \mathbf{F}_T(\mathbf{p}) \mathbf{D}(\mathbf{p})] \\ \mathbf{C}^{\Delta} &= (\mathbf{r}_p + \mathbf{r}_T) \sum_{p \in \phi C} \mathbf{F}_T^2(\mathbf{p}) \mathbf{D}(\mathbf{p}) \end{aligned} \quad (\text{A1-9})$$

$$|\mathbf{k}^o|_{=}^{\Delta} |\mathbf{i}_T^o|$$

Na equação de calor dissipado considerou-se o fato de que se está admitindo sobrecarga somente em relação à corrente secundária, e que, portanto admite-se a corrente terciária constante em seu valor de carregamento básico. Assim, a expressão resulta monovariável e de 2º grau em $|i_s^o|$.

Convém subdividir a discussão em tópicos, em função de premissas adicionais que se possa admitir, conforme se segue.

A.1 - 3.3.2 Defasagem constante entre correntes secundária e terciária, patamar a patamar da curva de carga

$$\Psi_S(\mathbf{p}) - \Psi_T(\mathbf{p})^{\Delta} \Psi(\mathbf{p}) = \text{cte}(\mathbf{p})$$

Dependendo dos tipos de carga e/ou compensação reativa envolvidas, a defasagem $\psi(\mathbf{p})$ pode resultar maior ou menor que 90°, implicando em que o coeficiente B de (A1-8) pode ser positivo ou negativo.

Para coeficiente de termo linear positivo ($B > 0$), o aspecto da curva $Q_{TC}(|i_s^o|)$ se apresenta conforme ilustrado a seguir, cumprindo observar ainda que nesta hipótese ($\psi < 90^\circ$) a corrente primária será sempre a limitante.

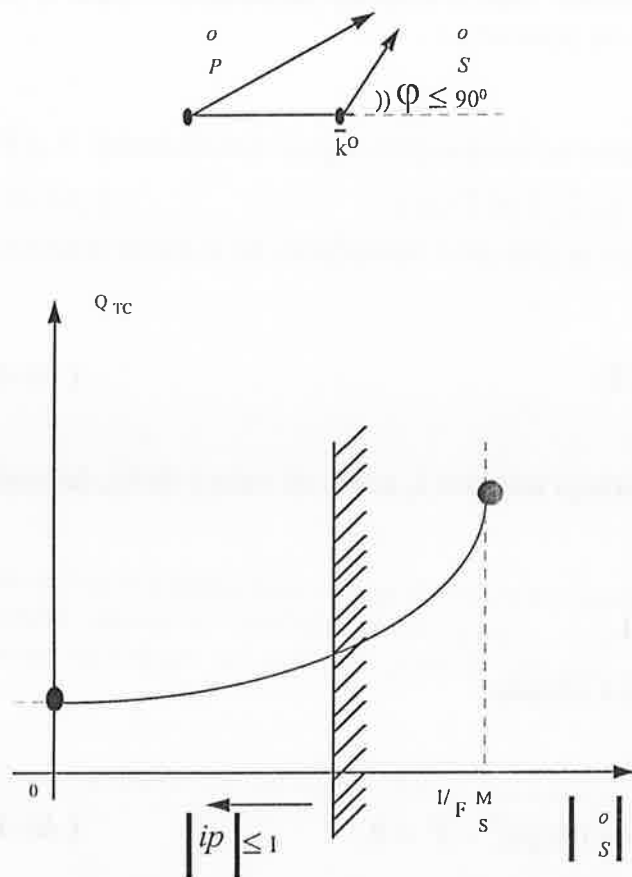


Figura A1 - 1 : Curva de Calor Dissipado

Sendo a função crescente estritamente, seu máximo ocorre para uma corrente secundária tal que implica como consequência em que, em algum patamar, a corrente primária vai atingir sua limitação. A máxima corrente secundária no horário de ponta de carregamento equivale a $I/F m_s$, implicando em que no horário de ponta deste enrolamento se vá atingir a sobrecarga estipulada I.

Como não se pode aprioristicamente estimar em que patamar a limitação de corrente primária será acionada, há necessidade de um processo exaustivo de verificação, sintetizado pelos passos do algoritmo que se segue. Para ψ superior a 90° ($B < 0$) a curva $Q_{TC}(|i_s^0|)$ apresenta um ponto mínimo, porém cabe enfatizar que só haveria interesse em valores de $|i_s^0|$ superiores a $(-B/A)$, ou seja acima do ponto onde o calor dissipado passa a ser maior que o valor correspondente a $|i_s^0|$ nulo, posto que não haveria sentido em se caracterizar uma solicitação inferior àquela de condição normal (carregamento básico).

Em consequência, também nesse caso pode-se imaginar que para efeito prático a função calor dissipado é estritamente crescente com a corrente secundária. Face a estas considerações, um algoritmo de cálculo possível é :

P1 - Cálculo das constantes necessárias às comparações lógicas (coeficientes A e B da equação VII) .

P2 - Cálculo do ângulo de correntes se fará pelo secundário, no p-ésimo patamar de carga.

$$\Psi_c^*(p) = \pi - \cos^{-1}(\mathbf{k}(p) / (2\mathbf{I})) \quad (\text{A1-10})$$

P3 - Para valores do índice de sobrecarga tentativo I, acima do valor (-B/A), determinar $|i_s^0|$.

$$\Psi(p) > \Psi_c^*(p) \quad |i_s(p)| = \mathbf{I}$$

$$\Psi(p) < \Psi_c^*(p) \quad |i_s(p)| \text{ é a solução}$$

da equação :

$$(|i_s(p)|^2 + 2|\mathbf{k}(p)|(\cos(\Psi(p))r_s(p)) + (|\mathbf{k}(p)|^2 - \mathbf{I}^2) = 0 \quad (\text{A1-11})$$

P4 - Cálculo de valores de $|i_s^0|^p$ correspondentes a cada um dos valores de $|i_s(p)|$ obtidos em P3. A notação $|i_s^0|^p$ indica uma valor tentativo, correspondente ao patamar de carga p, e que é tal que se a corrente no patamar de ponta de carregamento (índice 0) for igual a $|i_s^0|^p$ então se atingirá o valor I para a corrente primária, secundária, ou ambas, no p-ésimo patamar de carga. Para se obter garantia de que não irá ocorrer uma sobrecarga maior que I em nenhum patamar de carga, impõe-se posteriormente a execução de P5.

$$|i_s^0|^p = |i_s(p)| / F_s(p)$$

P5 - O valor selecionado deve ser o mínimo dos valores obtidos em P4.

A.1 - 3.3.3 Defasagem livre entre correntes secundária e terciária, patamar a patamar da curva de carga.

Neste caso, objetiva-se a determinação de um ângulo ψ mais desfavorável para a composição de correntes e dissipação de calor no transformador, em cada patamar da curva de carga, a ser determinado em função da resistência secundária equivalente. a solução do problema pode ainda ser subdividida em 2 casos distintos, conforme se admita um valor qualquer do ângulo de defasagem de correntes em cada um dos escalões da curva de carga, ou conforme se imponha que a defasagem pode ser qualquer, porém única para todos os patamares de carga.

*** Defasagem variável, patamar a patamar da curva de carga**

Admite-se, como condição de contorno a possibilidade de ajustar a defasagem entre as correntes secundária e terciária, de modo a se obter uma maximização do calor dissipado em todos os patamares do ciclo de carga abrangidos pela contingência. Dados uma determinada defasagem e correntes k e i_s , pode-se sempre aumentar o calor dissipado reduzindo o ângulo de defasagem (aumento do $\cos \psi$), pois o efeito dessa medida é promover um aumento na corrente primária, sem alteração das correntes dos outros dois enrolamentos (basta notar que a expressão do calor dissipado é linear em $\cos \psi$, com coeficiente positivo). Do ponto de vista de algoritmo, no caso de resistência equivalente secundária positiva, os seguintes procedimentos são adequados :

P1 - Ajuste da corrente secundária para valor máximo no seu patamar de ponta

$$|i_s^0| = I/F_s^M$$

P2 - Para qualquer patamar p considerar :

$$i_p(p) = I \quad \text{se} \quad (|k(p)| + I / F_s^M * F_s(p)) > I$$

$$(i_s^0 = I / F_s^M)$$

$$i_p(p) = |k(p)| + |i_s^0| F_s(p) \quad \text{(A1.12)}$$

$$\text{se} \quad (|k(p)| + |i_s^0| F_s(p) < I$$

Para o caso de resistência secundária equivalente negativa, demonstra-se em [Ramos, D.S. ; 1987] que o máximo calor dissipado é obtido para valores de corrente secundária os menores possíveis, que ainda permitem conduzir a corrente primária ao seu valor limite I .

Os dois passos do algoritmo de cálculo são :

P1 - Pesquisa das correntes secundárias mínimas que permitem atingir as restrições de corrente primária em todos os patamares da curva de carga :

- Cálculo $|i_s(p)|$ em todo patamar p tal que $|k(p)| + |i_s(p)| = I$
- Definição de $|i_s^*| = \max[i_s(p) / F_s(p)] (p \in \phi c)$
- Cálculo de $|i_s^0| = \min[|i_s^*|, I / F_s^M]$

P2 - Para qualquer patamar p considerar :

- $i_p(p) = I$ se $(|k(p)| + |i_s^0| F_s(p)) > I$
- $i_p(p) = (|k(p)| + |i_s^0| F_s(p))$
em caso contrário.

* Defasagem constante em todos os patamares da curva de carga, porém livre para ajuste em um valor qualquer

Pode-se escrever :

$$\Psi(p) = \Psi \quad (p \in \phi c)$$

$$\cos(\Psi(p)) = \text{cte} \quad (p \in \phi c)$$

A diretriz a ser utilizada para balizar o processo de maximização consiste na busca de ψ que permita maximizar Q_{TC} , considerando-se $|i_s^0|$ como variável dependente de Ψ , perfeitamente determinada para valores fixados de defasagem angular e de sobrecarga tentativa I .

A determinação do ângulo Ψ^* que maximiza Q_{TC} não é trivial e tem que ser estabelecida por varredura de uma faixa de valores possíveis. O extremo inferior evidentemente vale zero, enquanto que o extremo superior da faixa é o ângulo Ψ_m , que se constitui no máximo valor dos $\Psi(p)$, calculados para cada patamar isoladamente, com o suporte da imposição de correntes secundária e primária nos bordos de suas fronteiras de restrição. O extremo superior se justifica, posto que para tal defasagem se pode obter correntes primária e secundária em seu máximo em pelo menos um escalão de carga, enquanto que não se visualiza possibilidade de infração das restrições em nenhum ponto.

Ângulos superiores não permitem acréscimos de corrente, acarretando redução no valor de Q_{TC} , que é linear em $\cos \Psi$. Os procedimentos de cálculo são :

P1 - Determinação do extremo superior da faixa de ângulos a ser investigada para maximização do calor dissipado :

$$|i_s(p)| = (I / F_s^M) F_s(p) \quad (p \in \phi c)$$

$$\psi(p) = \text{ArcCos} \left[(I^2 - |i_s(p)|^2 - |k(p)|^2) / (2|k(p)||i_s(p)|) \right] \quad (\text{A1-13})$$

$$\psi^* = \text{máx} [\psi(p)] \quad (p \in \phi c)$$

P2 - Pesquisa do ângulo de defasagem (e correspondente corrente secundária), que conduza uma maximização da função calor dissipado Q_{TC} :

•• Varredura do intervalo $[0, \Psi^*]$ com passo 5° :

Para todo Ψ_i tal que

$$\begin{aligned} \Psi_0 &= 0 \\ \Psi_i &= \Psi_{i-1} + 5 \\ \Psi_i &< \Psi^* \end{aligned}$$

Calcular :

(a) $i_s(p) = (R-B)/2 \quad (p \in \phi c)$

onde :

$$\begin{aligned} R &= B^2 - 4C \\ B &= 2 \cos(\Psi_i) * |k(p)| \\ C &= |k(p)|^2 - I^2 \end{aligned} \quad (\text{A1-14})$$

(b) $|i_s| = \min [|i_s(p)| / F_s(p), I / F_s^M] \quad (p \in \phi c)$

(c) $|i_p(p)| = (|k(p)|^2 + |i_s(p)|^2 + 2|k(p)||i_s(p)| \cos(\Psi_i))^{1/2} \quad (\text{A1-15})$

onde : $|i_s(p)| = F_s(p) \cdot |i_s^0|$

(d) $Q_{TC}(\Psi_i) = \sum_{p \in \phi c} [r_p |i_p(p)|^2 + r_s |i_s(p)|^2 + r_T |k(p)|^2] \quad (\text{A1-16})$

(e) $\Psi^{**} = \Psi_i$ tal que $Q_{TC}(\Psi_i)$ é máximo .

P3 - Repetir o procedimento P2 para um intervalo de $\pm 5^\circ$ em torno de Ψ^{**} , com passo de 1° (refinamento da solução Ψ^{**} obtida)

$\Psi_m = \Psi_i$ tal que $Q_{TC}(\Psi_i)$ é máximo

$[(\Psi_i) \in [(\Psi^{**} - 5^\circ), (\Psi^{**} + 5^\circ)]]$

P4 - Liberação de Ψ_m e $|i_s(\Psi)|$ para as rotinas de cálculo de aquecimento e envelhecimento.

A.1 - 3.4 Composição de Carga e Fator de Potência da Carga dos Enrolamentos Totalmente Livres

Esta opção de carregamento é a mais conservativa e destina-se a orientar as limitações do equipamento na situação do equipamento na situação de solicitação mais desfavorável que possa ocorrer na prática ("worst case").

Para fins de planejamento, a avaliação de limites de carregamento com o enfoque desta opção devem ser utilizados para balizar decisões de expansão onde não se disponha informações conclusivas sobre a política de operação do equipamento a vigorar no futuro, a qual define se o terciário será ou não utilizado e, se for utilizado, se haverá ou não possibilidade de sobrecarga neste enrolamento.

Tratando-se de uma opção de natureza primordialmente conservativa, estabeleceu-se uma análise somente para uma curva de carga padrão do GTCP (conservativa para efeitos de aquecimento e envelhecimento), composta por 3 escalões de carga tais que a duração de ponta é de 4 horas, a duração da carga intermediária é de 8 horas com demanda de 75% do valor de pico, e a duração da carga leve é de 12 horas com demanda de 50% do valor de pico. Dentro das premissas assumidas, os fatores multiplicativos da curva de carga resultam os mesmos para todos os enrolamentos permitindo escrever :

$$Q_{TC} = K [r_p |i_p^0|^2 + r_s |i_s^0|^2 + r_T |i_T^0|^2]$$

$$K = \sum_{p \in \phi_C} [F^2(p) * D(p)] \quad (A1-17)$$

A dedução das condições de maximização é simplificada neste caso, e se encontra detalhada em [Ramos, D.S.; 1987].

Basicamente, os resultados indicam, como seria de se esperar, que se a resistência equivalente secundária for positiva o ângulo de defasagem deve ser ajustado de modo a que as 3 correntes se situem nas respectivas fronteiras de restrição. Se, por outro lado, a resistência for negativa, então a defasagem deve ser nula, de tal modo que a corrente secundária seja mínima quando as correntes primária e terciária estão ajustadas em seus valores máximos possíveis para uma sobrecarga fixada I. Em resumo, tem-se :

$$r_s > 0: |i_T^0| = I / k \quad |i_p^0| = I \quad |i_s^0| = I$$

$$r_s < 0: |i_T^0| = I / k \quad |i_p^0| = I \quad |i_s^0| = ((k - 1) / k) * I$$

(k = fator de redução de potência nominal terciária : $S_N^T = S_N / k$)

A.1 - 3.5 Fator de Potência Fixado e Composição Livre

Esta opção de carregamento, complementando o elenco disponível aos usuários do modelo computacional em fase de validação, destina-se à análise de situações onde se possa prognosticar com precisão o tipo de carga a ser atendido em cada enrolamento, o que permite definir em princípio a defasagem entre correntes secundária e terciária, porém não se possa antever com a mesma segurança as taxas de evolução das cargas de cada enrolamento, acarretando incerteza na composição dos montantes de carga futura.

A análise de situações particulares, como o caso de curvas de carga de um só patamar ou contingência abrangendo somente o patamar de ponta, permite uma série de derivações matemáticas interessantes, que estão detalhadas em [Ramos, D.S. ; 1987]. No que se segue, apresenta-se apenas o algoritmo de cálculo de composição de correntes para a situação mais geral de curva de carga discretizada em diversos patamares. Seja então X a corrente terciária tentativa para o horário de ponta de carregamento, considerando-se a seguinte cadeia de procedimentos :

- P1 - Fixar X , no horário de ponta de carga, no intervalo $[0, I/(k F_{M_T})]$, com passo de variação 0,01 p.u, por exemplo.
- P2 - Para um dado valor de X emergente de P1, obter a curva de carga horária para corrente terciária, que deve ser assumida constante para a execução dos dois próximos passos.
- P3 - Com a curva de carga da corrente terciária obtida no passo anterior, repetir os procedimentos indicados no item 3.3, obtendo-se o valor de $Q_{TC}(X)$ correspondente.
- P4 - Selecionar X tal que resulte o máximo $Q_{TC}(X)$ no intervalo de variação considerado.

A.1 - 4 EXTENSÃO DO EQUACIONAMENTO TÉRMICO PARA O CASO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS DE 3 ENROLAMENTOS

O equacionamento térmico de unidades de 3 enrolamentos deriva basicamente das expressões apresentadas em [Ramos, D.S.; Bezerra; L.R.; et alli; 1986] e se encontra esmiuçado em [Ramos, D.S. ; 1987]. Neste capítulo apresenta-se tão somente um resumo das principais equações e sua adaptação para o caso de múltiplos enrolamentos.

O modelo físico ou matemático adotado é, propositadamente, bastante simples, considerando apenas os aspectos dominantes dos fenômenos envolvidos, compativelmente com a precisão das informações que se dispõe na grande maioria dos casos.

Quando se tenha informações mais detalhadas, que permitam confiança em um tratamento mais rigoroso, e/ou quando se pretenda explorar muito intensamente as possibilidades de sobrecarga, justificar-se-á uma modelagem mais detalhada, dispensando algumas das simplificações adotadas .

A equação principal diz respeito ao cálculo da temperatura final do topo do óleo, em regime estabilizado, quando se aplica uma determinada solicitação térmica . A expressão de partida, dedutível a partir de relações termodinâmicas, estabelece que :

$$\Delta\theta_{of}(\mathbf{p}) / \Delta\theta_{ON} = [\mathbf{P}_T(\mathbf{p})]^n / [\mathbf{P}_{TN}]^n \quad (\text{A1-18})$$

onde :

$\Delta\theta_{of}(\mathbf{p})$ = elevação de temperatura final no topo do óleo em relação ao ambiente se a solicitação térmica correspondente ao p-ésimo patamar de carga se mantivesse "ad-infinitum".

$\Delta\theta_{ON}$ = elevação de temperatura do topo do óleo em relação ao ambiente em condições nominais, regime permanente.

$\mathbf{P}_T(\mathbf{p})$ = perdas totais no equipamento correspondentes às correntes impressas no p-ésimo patamar de carga.

\mathbf{P}_{TN} = perdas totais no equipamento em condições nominais.

n = expoente que depende do tipo de refrigeração

A equação (A1-18) pode então ser colocada na forma a seguir, quando se separa o efeito das perdas no ferro e perdas no cobre.

$$\Delta\theta_{of}(\mathbf{p}) = \Delta\theta_{ON} \left[\frac{\mathbf{P}_{CT}(\mathbf{p}) + \mathbf{P}_{Fe}^N}{\mathbf{P}_{CT}^N + \mathbf{P}_{Fe}^N} \right]^n \quad (\text{A1-19})$$

onde :

$\mathbf{P}_{CT}(\mathbf{p})$ = perdas em carga no p-ésimo patamar de carga

\mathbf{P}_{CT}^N = perdas em carga para carregamento nominal

\mathbf{P}_{Fe}^N = perdas no ferro para tensão e frequência nominais

$$\mathbf{P}_{CT}(\mathbf{p}) = [\mathbf{r}_p |\mathbf{i}_p(\mathbf{p})|^2 + \mathbf{r}_S |\mathbf{i}_S(\mathbf{p})|^2 + \mathbf{r}_T |\mathbf{i}_T(\mathbf{p})|^2] \cdot \mathbf{S}_B \quad (\text{A1-20})$$

\mathbf{S}_B = potência de base para o cálculo dos parâmetros no sistema " por unidade ".

Por sua vez, a equação à temperatura do topo do óleo deve, neste caso, ser desmembrada em 3 equações distintas, uma para cada enrolamento.

Para exemplificar, a equação relativa ao enrolamento primário seria :

$$\Delta\theta_{ef}^p(p) = \Delta\theta_{en}^p \left(\frac{P_C^p(p)}{P_{CN}^p} \right)^m \quad (A1-21)$$

onde :

m = expoente que depende do tipo de refrigeração

$\Delta\theta_{ef}(p)$ = elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento primário em relação ao topo do óleo, em condições estabilizadas e solicitação térmica correspondente ao p-ésimo patamar da curva de carga.

$\Delta\theta_{en}^p$ = elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento primário, sob solicitação nominal neste enrolamento.

$P_C^p(p) = \bar{r}_p |i_p(p)|^2 * S_B$ = perdas no cobre correspondentes ao enrolamento primário.

P_{CN}^p = perdas no cobre do enrolamento primário em condição de solicitação nominal deste enrolamento.

\bar{r}_p = resistência física representativa do enrolamento primário (aproximadamente igual à resistência em corrente alternada deste enrolamento), distinta do valor de r_p , que é a resistência equivalente do circuito estrela, de característica primordialmente matemática e sem existência física individualizada.

As equações para os demais enrolamentos são análogas, bastando alterar o superscrito P para S ou T.

A equação para o cálculo da temperatura do topo do óleo, em função do tempo, se escreve :

$$\Delta\theta_0(t_i) = (\Delta\theta_{of}(p) - \Delta\theta_{oi}) [1 - \text{EXP}(-\Delta t / T_N)] + \Delta\theta_{oi} \quad (A1-22)$$

onde :

t_i = instante de tempo

$\Delta\theta_{oi}$ = elevação de temperatura do topo do óleo em relação à temperatura ambiente, vigente ao fim do intervalo de integração (i - 1) .

T_N = constante de tempo térmica do óleo

Δt = passo de integração utilizado no cálculo de temperaturas e envelhecimento.

A elevação de temperatura do ponto mais quente é admitida instantânea em relação à temperatura do topo do óleo, pois despreza-se a constante de tempo própria dos enrolamentos (cerca de 4 a 5 min).

Para o enrolamento primário tem-se :

$$\theta_e^P(\mathbf{ti}) = \Delta\theta_{ef}^P(\mathbf{p}) + \Delta\theta_o(\mathbf{ti}) + \theta_a(\mathbf{ti}) \quad (\text{A1-23})$$

onde :

$\theta_a(\mathbf{ti})$ = temperatura ambiente no instante \mathbf{ti}

As equações de perda de vida são análogas àquelas já apresentadas no Capítulo 2. desse Documento, sendo importante salientar apenas que, no caso de equipamentos de três enrolamentos, torna-se necessário calcular e acumular as perdas de vida individuais de cada enrolamento no processo de definição dos limites de carregamento admissíveis .

A.1 - 5 ASPECTOS COMPUTACIONAIS

A.1 - 5.1 Enfoque de Avaliação

A metodologia de avaliação dos limites de carregamento admissíveis para unidades de 3 enrolamentos se utiliza, similarmente à sistemática já apresentada para os equipamentos de 2 enrolamentos, de um enfoque de avaliação anual, onde o envelhecimento para as modalidades de condição normal, sobrecarga programada e sobrecarga de emergência de longa duração é computado ao longo de períodos anuais de operação, reduzindo a conservatividade que vinha pautando este tipo de avaliação.

De fato, com a utilização de um enfoque anual permite-se que o envelhecimento mais acelerado característico de período de carregamento elevado (pontas de carga ou contingências) seja de certa forma compensado pelo envelhecimento mais lento característico dos períodos de solicitação térmica reduzida, sem comprometer a expectativa de vida útil do equipamento.

Uma descrição detalhada dos procedimentos recomendados para avaliação de limites de carregamento de transformadores de 3 enrolamentos, incluindo todo o equacionamento para o cálculo do limite de sobrecarga de curta duração por processo direto (não iterativo), é oferecida em [Ramos,D.S. ; 1987] e não será aqui apresentada por questão de limitação de espaço .

A.1 - 5.2 Processo Iterativo de Determinação do Limite de Sobrecarga

Neste tópico, intenciona-se então estabelecer a cadeia de procedimentos computacionais para permitir a avaliação do maior valor possível para o índice de sobrecarga I (neste texto denominado I_{LS}), tal que as restrições de envelhecimento e de temperaturas máximas fixadas não sejam violadas.

É importante observar que para cada valor de I , que mede a sobrecarga do transformador, definida para o enrolamento mais solicitado, se deve executar os procedimentos do Item A.1-3 para, em função da opção de processamento do usuário, determinar a composição de correntes mais desfavorável em termos de solicitação térmica.

O processo sugerido se baseia na obtenção de um novo valor do índice tentativo de sobrecarga, a partir de dois valores disponíveis, sendo um deles aceitável (no sentido de que as restrições de envelhecimento e temperatura estão satisfeitas) e o outro inaceitável (no mesmo sentido) , por interpolação linear.

Este processo, frise-se, permite um desempenho muito superior ao do método da dicotomia, que vinha sendo utilizado no programa digital desenvolvido para transformadores de 2 enrolamentos.

Seja então :

I_{SA} = índice de sobrecarga aceitável

I_{SE} = índice de sobrecarga excessiva

I_{SN} = índice de sobrecarga obtido dos dois anteriores e que deve ser utilizado em nova avaliação de aquecimento/ envelhecimento

I_{LS} = índice de sobrecarga limite, ou seja, a solução do problema

Para início do processo, deve-se dispor sempre dos valores de temperaturas máximas do ponto mais quente dos enrolamentos e do topo do óleo e o envelhecimento médio anual, para a situação normal de operação ($I_{SA} = 1,0p.u$) e para uma situação de sobrecarga igual ao valor máximo admissível fixado pelo usuário.

A essência do processo repousa em se aferir de forma linearizada o comportamento das variáveis de restrição (envelhecimento máximo ou temperaturas limites, aquela que estiver acionada) em função do índice de sobrecarga, e a partir desta estimativa obter o novo índice tentativo. Em outras palavras, a base do método consiste em ajustar uma reta a cada par de pontos (I_{SA} , I_{SE}) disponível, estimando-se o valor de I_{SN} para prosseguir nas iterações por interpolação linear sobre a reta ajustada. Seja então, a seguinte terminologia:

$EVA(I)$ = envelhecimento médio anual para um índice de sobrecarga I

$I_{MO}(I)$ = temperatura máxima anual do topo do óleo para índice de sobrecarga I

$T_{PMQ}(I)$ = temperatura máxima anual do ponto mais quente dos enrolamentos para índice de sobrecarga I

$T_{PMQ}(I)$ = temperatura máxima anual do ponto mais quente dos enrolamentos para índice de sobrecarga I

(Valores de E_{VA} e T_{PMQ} relativos ao enrolamento mais solicitado)

I_{MU} = máxima sobrecarga admissível fixada pelo usuário

EVA_L = envelhecimento médio anual limite (restrição de envelhecimento)

TMO_L = temperatura limite do topo do óleo (restrição de temperatura)

$TPMQ_L$ = temperatura limite para o ponto mais quente dos enrolamentos (restrição de temperatura)

TOL = tolerância de cálculo, fixada pelo usuário, para determinação da solução (I_{LS}), que é definida como o fator de sobrecarga para o qual uma ou mais restrições são atingidas (a menos da tolerância TOL), sem que haja violação dos demais.

$VR(I)$ = variável de restrição para o índice de sobrecarga I (VR pode ser EVA , TMO ou $TPMQ$, dependendo de qual delas está acionada, ou seja, qual delas está exercendo a limitação efetiva no momento considerado no processo iterativo).

VRL = valor limite da variável de restrição acionada, que pode ser então, conforme definição de $VR(I)$, um qualquer dos valores de EVA_L , TMO_L , $TPMQ_L$.

Por variável de restrição acionada subentende-se a variável de restrição que esteja sendo violada para I_{SE} . Se mais de uma restrição estiver acionada, deve-se considerar aquela que percentualmente em relação a seu valor limite, esteja com a maior violação.

A partir desta conceituação e terminologia, propõe-se a cadeia de procedimentos que se segue.

P1 - Obtenção de $E_{VA}(I)$, $T_{PMQ}(I)$ e $T_{MO}(I)$ para os índices de sobrecarga $I = 1.0$ p.u (condição normal) e I_{MU} .

P2 - se $E_{VA}(I_{MU}) < E_{VAL}$

$$T_{MO}(I_{MU}) < T_{MOL} \text{ então } I_{LS} = I_{MU}$$

$$T_{PMQ}(I_{MU}) < T_{PMQL}$$

Caso contrário, executar P3 com $I_{SE} = I_{MU}$

P3 - Verificar qual a variável que está sendo acionada, caracterizando $VR(I)$ e VR_L

Para interpolação linear, considere-se a figura a seguir, para a qual vale a seguinte equação de reta :

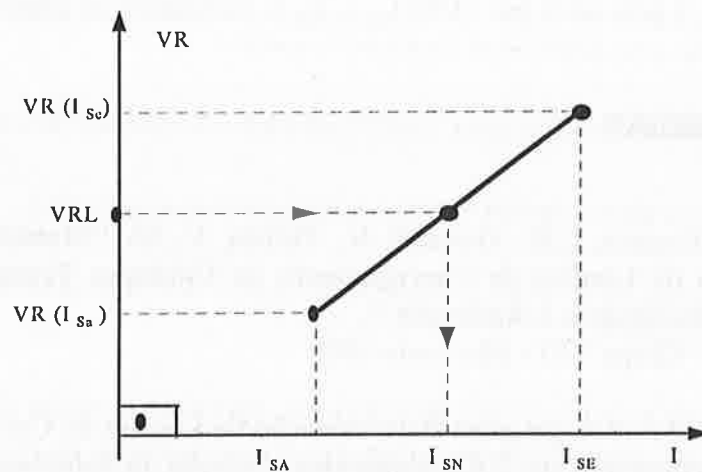


Figura A1-2 : Interpolação Linear para a Variável de Restrição

$$(VR(I) - VR(I_{SA})) = \left[\frac{VR(I_{SE}) - VR(I_{SA})}{I_{SE} - I_{SA}} \right] (I - I_{SA}) \quad (A1-24)$$

O valor de I_{SN} é definido como aquele para o qual a variável de restrição atingiria o seu máximo admissível, dada uma linearização da função restrição versus índice de sobrecarga ($VR(I)$). Pode-se escrever imediatamente que :

$$I_{SN} = \left[\frac{VR_L - VR(I_{SA})}{VR(I_{SE}) - VR(I_{SA})} \right] (I_{SE} - I_{SA}) + I_{SA} \quad (A1-25)$$

P4 - Com o valor de I_{SN} obtido oferece-se o valor real das variáveis de restrição.

Se todas as variáveis de restrição estiverem dentro de sua faixa admissível e :

$$|EVA(I_{SN}) - EV(L)| < TOL \text{ ou}$$

$$|TMO(I_{SN}) - TMO_L| < TOL \text{ ou}$$

$$|TMQ(I_{SN}) - TPMQ_L| < TOL$$

Então $I_{LS} = I_{SN}$ e o processo está concluído. Caso contrário, deve-se executar P5.

P5 - Se o ponto I_{SN} for aceitável, substituir o par $(VR(I_{SA}), I_{SA})$ pelo novo par $(VR(I_{SN}), I_{SN})$ e retornar ao passo P3. Se o ponto I_{SN} for aceitável, verificar qual a variável de restrição acionada, caracterizando $VR(I_{SN})$, e substituir o par $(VR(I_{SE}), I_{SE})$ pelo novo par $(VR(I_{SN}), I_{SN})$, retornando ao passo P3.

A.1 - 6 REFERÊNCIAS

- [1] Ramos, D.S.; Bezerra, L.R.; Gesualdi Jr., Portela, C. M. "Metodologia para a Determinação de Limites de Carregamento de Unidades Transformadoras - Aspectos de Modelagem e Aplicação". VIII SNPTEE - Grupo VIII - São Paulo 1986
- [2] Ramos, D. S. "Metodologia para Determinação de Limites de Carregamento para Transformadores de 3 Enrolamentos - Seleção da Solicitação Térmica, Extensão do Equacionamento, Requisitos de um Programa Computacional" - RT CESP TPM 001/87
- [3] GTCP - Grupo de Trabalho para o Estabelecimento de Critérios de Planejamento de Transmissão - "Metodologia para a determinação de Limites de Carregamento de Unidades Transformadoras de 3 enrolamentos". NT 006 - Abril/1987.
- [4] Ramos, D.S.; Portela, C.M.; Gesualdi Jr., L.C.; Bezerra, L.R. "Determinação de Limites de Carregamento para Unidades Transformadoras - Extensão para Transformadores de Três Enrolamentos" X SNPTEE Curitiba 1991

**“MAXIMIZAÇÃO DE LIMITES DE
CARREGAMENTO E À PADRONIZAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES E LINHAS DE TRANSMISSÃO :
UM SUPORTE AO PLANEJAMENTO DE REDES
ELÉTRICAS EM AMBIENTE DE RESTRIÇÕES
FINANCEIRAS”**

**ANEXO 2 : " Proposta de Modelagem
Probabilística para a Determinação de
Limites de Carregamento e Capacidade
Instalada de Subestações "**

SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	2
A.2 - 1 PREÂMBULO	3
A.2 - 2 AVALIAÇÃO DE LIMITES DE CARREGAMENTO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS COM ENFOQUE PROBABILÍSTICO.....	3
A.2 - 3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	4
A.2 - 3 DEFINIÇÃO DE POLÍTICAS DE RESERVA DE UNIDADES TRANSFORMADORAS	5
A.2 - 4 FATORES INFLUENTES EM ESTUDOS DE CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES SOB ENFOQUE GENUINAMENTE PROBABILÍSTICO	5
A.2 - 4.1 Considerações Gerais.....	5
A.2 - 4.2 Temperatura ambiente.....	6
A.2 - 4.3 Carregamento.....	7
A.2 - 4.4 TEMPERATURA AMBIENTE E CARREGAMENTO	8
A.2 - 4.5 CONTINGÊNCIAS	8
A.2 - 5 ASPECTOS COMPUTACIONAIS DA METODOLOGIA PROPOSTA.....	10
A.2 - 5.1 Procedimentos para a Determinação do Carregamento Admissível de Unidades Transformadoras.....	10
A.2 - 5.2 Entrada de Dados.....	14
A.2 - 5.3 Frequência e Duração das Contingências	14
A.2 - 6 CASO APLICATIVO : RESULTADOS DAS PRINCIPAIS SIMULAÇÕES.....	19
A.2 - 6.1 Preâmbulo	19
A.2 - 6.2 Resultados Obtidos	19
A.2 - 6.3 Análise dos Resultados Obtidos.....	21
A.2 - 6.4 Considerações Finais	23

A.2 - 1 *Preâmbulo*

A metodologia de cálculo de carregamentos limites de unidades transformadoras apresentada no corpo desta Tese, como se pode depreender do exposto anteriormente no Capítulo 2. , é de natureza híbrida.

De fato, na metodologia apresentada, os enfoques determinísticos e probabilísticos do problema se mesclam, no sentido de que são utilizadas informações de cunho estocástico, tais como frequência de ocorrência de contingências e tempo médio de reparo sistêmico (tempo de reposição de componentes defeituosos) associado a ocorrências, de uma forma conservativa, alocando-se deterministicamente as contingências nos períodos de maior solicitação de carga ou temperatura ambiente para efeito de simulação digital.

O próximo aperfeiçoamento visualizado na metodologia vigente é o de revesti-la de uma ótica totalmente probabilística, eliminando-se o conservadorismo ainda presente. Sugestões preliminares de implementação e o desenvolvimento de um protótipo, já com alguns resultados disponíveis, são discutidos nos itens seguintes deste Anexo .

A.2 -2 *Avaliação de Limites de Carregamento de Unidades Transformadoras com Enfoque Probabilístico*

A fim de avaliar mais adequadamente os limites de carregamento de unidades transformadoras, a idéia inicial que surge é de manter a característica mais importante e inovadora, que marcou a metodologia hoje utilizada, traduzida pelo enfoque de avaliação anual.

No esforço de aprimoramento, parece plausível reduzir o grau de conservadorismo embutido na premissa de se centrar o horário de início de uma contingência sempre no momento de maior solicitação térmica sobre os equipamentos da subestação em análise, permitindo-se que as ocorrências possam se distribuir aleatoriamente sobre a curva de carga. Além disso, considera-se importante não utilizar tempos médios de reparo, mas sim indisponibilidades por evento, obtidas de curvas de distribuição de probabilidade adequadas, incluindo ainda, nas simulações, o efeito de evolução da carga ao longo do tempo.

Outro aspecto a ser considerado é a avaliação do envelhecimento de unidades transformadoras através da variação da taxa de falha ao longo do período de vida das unidades .

Com estes ingredientes presume-se que a metodologia que deve ser consolidada estará perfeitamente compatível com o elenco de critérios de planejamento com enfoque probabilístico que deve emergir como fruto do trabalho conjunto do **SGC - Subgrupo de Confiabilidade do GTCP Grupo de Trabalho para o Estabelecimento de Critérios de Planejamento de Sistemas de Transmissão .**

Uma sugestão de natureza prática para implementação da metodologia probabilística se resume na utilização de um método de simulação Monte Carlo sequencial, posto que o sistema tem "memória" devido à inércia térmica dos transformadores e, por conseguinte, as equações diferenciais que regem o fenômeno de aquecimento x envelhecimento impõem que a condição de partida para avaliação em um intervalo de integração seja obtida no final do intervalo anterior, inviabilizando a utilização do método Monte Carlo independente.

A.2 - 3 Procedimentos Metodológicos

Definida a espinha dorsal da metodologia, alguns passos podem ser esquematizados, com vistas à determinação de limites de carregamento em unidades transformadoras e definição da evolução da capacidade transformadora de subestações .

- i . Estabelecimento de condições iniciais, definição de configuração inicial da subestação a ser analisada.
- ii . Sorteio da falha inicial de cada transformador sobre, por exemplo, uma distribuição de Poisson de parâmetro " λ " (taxa de falha de equipamento) e simulação da operação da subestação, até o instante da primeira falha, em condição normal com todos os equipamentos em serviço.
- iii. Operação da subestação em contingência por um tempo de reparo obtido através de uma distribuição de Poisson de parâmetro " μ " (taxa de reparo do equipamento), podendo haver superposição de falhas se antes da reposição de um equipamento ocorrer uma falha em outro equipamento.
- iv. Repetição dos passos (ii) e (iii) até que o envelhecimento percentual acumulado seja igual a 100%.
- v. Armazenamento do resultado obtido em (iv) e início de uma nova "corrida".
- vi. Depois de número suficiente de amostras, estabelecer o intervalo de confiança para a média e a expectativa de vida útil associada aos equipamentos . Se inferior a 30 anos, antecipar as datas de reforço na subestação e repetir o ciclo (ii) a (vi) .
- vii. Definir as etapas de ampliação da subestação no horizonte de estudo estabelecido pelo usuário.

Da forma proposta, a metodologia probabilística permitirá diretamente definir as etapas da expansão de uma subestação que se deseje analisar, sendo a sobrecarga máxima admissível caracterizada pelo "máximo carregamento verificado nas simulações" que, normalmente, deverá estar limitado pelo usuário a um valor que não imponha riscos de outra espécie ou esforços dinâmicos excessivos ao equipamento.

A evolução da carga pode ser levada em conta através de uma ou mais taxas de crescimento para o período de análise, sendo que a utilização do pico de demanda de carga pode ser estabelecida até a nível mensal, se assim entender conveniente o usuário.

Contingências de ordem superior que possam provocar carregamentos excessivos nas unidades remanescentes em serviço, devem dar margem a uma ação corretiva que pode ser a antecipação de reforços ou o corte da carga.

No caso de opção pela segunda medida (corte da carga), os valores acumulados devem compor, ao final das várias simulações, a expectativa de corte de carga que, valorizada pelo custo do déficit, deve ser comparada economicamente com o custo de investimento e de corte de carga associados à política de antecipar reforços.

Ampliações automáticas na subestação devem ter origem sempre que o carregamento máximo mensal ultrapassar a potência instalada em condição normal de operação ou, ainda, se ao prosseguir a simulação de um caso forem obtidas temperaturas de topo do óleo e/ou do ponto mais quente do enrolamento superiores a valores limites pré-fixados pelo usuário.

A.2 - 3 Definição de Políticas de Reserva de Unidades Transformadoras

Uma outra aplicação que surge para metodologias probabilísticas no contexto do problema de definir a capacidade de transformação mais adequada técnica e economicamente a um sistema, diz respeito a definição de políticas de reserva para gerenciar a aquisição e alocação de unidades transformadoras.

Assim, a definição da política de reserva de transformação pode ser perseguida através de simulação de confiabilidade composta para todo o sistema, estudando-se o efeito de cada alternativa de política sobre o índice de confiabilidade “expectância de energia não suprida”, que pode ser quantificado em unidades monetárias através de custo do déficit e utilizado para comparação econômica com os custos de investimento inerentes à política em análise. A alternativa de menor relação custo/benefício pode ser então selecionada.

Em um programa de Análise de Confiabilidade Composta se pode representar uma dada política de reserva através de tempos típicos de reparos sistêmicos, que podem ser estabelecidos para cada alternativa que se venha a cogitar. Estes tempos irão influenciar diretamente as taxas de indisponibilidade de transformadores que, por sua vez, influirão diretamente sobre os índices de confiabilidade possibilitando a comparação econômica que se sugeriu.

A.2 - 4 Fatores Influentes em Estudos de Carregamento de Transformadores sob Enfoque Genuinamente Probabilístico

A.2 - 4.1 Considerações Gerais

Cabe ressaltar que os fenômenos físicos verificados em carregamentos de transformadores podem ter tratamento probabilístico. Dentro do próprio tipo do equipamento e sua utilização, alguns parâmetros têm sua importância quantificada.

Como exemplo, a insolação é um fenômeno de grande importância para o comportamento térmico de transformadores de pequeno porte (transformadores de distribuição, em geral) e, em alguns casos, pode ser desprezado em transformadores de grande porte (em geral, transformadores de subtransmissão) devido a existência de outros fenômenos físicos mais dominantes na evolução da temperatura dos enrolamentos.

Assim sendo, inúmeros parâmetros possuem componentes aleatórios, impedindo que se possa prever seguramente, através do método determinístico, os seus valores futuros. Tais fatores admitem medidas de posição, (valor estimado) e de dispersão (parcela aleatória) que não devem ser desprezadas.

Dentre os parâmetros/fatores que devem ser considerados no fenômeno térmico de aquecimento, alguns são citados a seguir :

- O tipo de papel (KRAFT comum e KRAFT termo-estabilizado).
- O sistema de isolamento do equipamento (papel-óleo-enrolamento).
- O vento.
- O carregamento imposto ao transformador.
- A temperatura ambiente.
- A contingência (condição de emergência de longa e curta duração, carregamento planejado acima da capacidade nominal do equipamento).

Em uma primeira abordagem foram selecionados os três últimos parâmetros (carga, temperatura ambiente e a contingência) para serem simulados.

O enfoque probabilístico visa substituir a utilização dos tempos médios de reparo por indisponibilidades para manutenção forçada, com distribuições estatísticas adequadas, incluindo ainda, quando conveniente, o efeito da evolução temporal do carregamento dos transformadores . Determina-se também a função de distribuição da taxa de deterioração da isolamento, avaliando-se assim o envelhecimento do equipamento através da consideração estocástica da taxa de falha ao longo do período de vida do transformador.

Em linhas gerais, o processo simula a operação do equipamento em um determinado instante de sua vida, estabelecendo as condições iniciais e definindo a configuração inicial da subestação em estudo. Estabelecendo-se, em seguida, a condição de operação no período estudado, através da geração de números aleatórios, verifica-se a deterioração da isolamento.

A.2 - 4.2 Temperatura ambiente

As condições climáticas (temperatura, vento, insolação, etc.) podem ser consideradas como variáveis aleatórias contínuas. Observa-se ainda que caso na hora (t) a temperatura esteja elevada (por exemplo, acima de 30°C), na hora (t+1) tenderá também a estar alta, e vice-versa. A este fenômeno dá-se o nome de persistência, dependência temporal ou inércia térmica.

Para o estudo foram pesquisados períodos onde o diagrama de temperatura é regularizado, isto é, há uma constância no comportamento térmico. Valores históricos foram levantados e inferidos de uma amostra horária de temperatura ambiente de 20 anos na região do Estado do Rio de Janeiro (175200 valores registrados), estando consolidados nas curvas constantes das Ilustrações ao final deste Anexo.

Uma outra hipótese, para os dados de entrada de temperatura, seria a decomposição do diagrama térmico em uma parcela do tipo determinístico e outra parcela do tipo aleatório. Como se pode depreender dos gráficos de temperatura, a lei que relaciona a temperatura no tempo (t+1) com aquela no tempo (t) possui variáveis estatísticas que, em princípio, são não estacionárias. Sendo assim, inicialmente, deve-se caracterizar a distribuição estatística por uma forma mais adequada, via divisão pelo desvio padrão da amostra, configurando uma variável estatisticamente homogênea. Em seguida, calcula-se os parâmetros da distribuição estatística da parcela aleatória que rege o comportamento temporal da variável, possibilitando obter uma lei de formação para as temperaturas do histórico estudado.

Alternativamente à hipótese da decomposição do diagrama de temperatura em duas parcelas, propõe-se também, para estudos futuros, uma lei que relacione a temperatura no tempo (t+1) com aquela no tempo (t), utilizando-se parâmetros estatísticos estimados com a média amostral ($\hat{\mu}$), o desvio padrão (σ) e o coeficiente de autocorrelação amostral (r).

A inércia térmica dos transformadores atenua relativamente o efeito das variações de temperatura ambiente e, conseqüentemente, reduz a influência dessas mesmas variações no envelhecimento. Para fins apenas especulativos vale frisar que, em termos de ordem de grandeza, o desvio padrão das variações aleatórias de temperatura é cerca de 3°C e a sua distribuição não se afasta muito de uma distribuição de Gauss. Portanto, as flutuações de temperatura de tipo aleatório concorrem de uma maneira moderada no cálculo do envelhecimento médio.

A.2 - 4.3 Carregamento

A curva de carregamento diário dentro do período estudado será admitida constante para fins desse exemplo de aplicação, simulando, para uma situação real, a inexistência da entrada em operação de novas instalações de porte que justifiquem sua alteração. Isto significa dizer que se estabelece o perfil típico da curva de carga, assumindo-se que sua variação ao longo do tempo não seja acentuada.

Quando for o caso, no caso de se pretender modelar o efeito da incerteza da curva de carga, o mercado deve ser estimado para cada Companhia de Energia Elétrica. Admite-se, então, um valor de mercado previsto (média) e seu desvio padrão, considerando-se o desvio discretizado por patamar. Em outras palavras, assume-se um perfil de carga variável.

Cabe ressaltar que o estudo visa a determinação do carregamento máximo admissível em unidades transformadoras não havendo assim, para este caso, necessidade de hipóteses para o crescimento da carga e a evolução da rede ao longo do tempo.

De forma semelhante à temperatura ambiente, foram pesquisados períodos onde o diagrama de carga tem uma certa constância. Valores históricos foram retirados de uma amostra horária de carregamento anual na região do Estado do Rio de Janeiro (8670 valores de carga).

Como alternativas para estudos futuros sugere-se, no caso de carregamento, os mesmos encaminhamentos dados à temperatura, nomeadamente, a decomposição do diagrama de carga em duas parcelas (uma determinística e outra aleatória) e o tratamento por parâmetros estimados da amostra estudada, tendo em mente a necessidade de obter sempre variável estatisticamente homogênea. Frisa-se o fato de que o efeito da persistência do carregamento é contemplado também nestes enfoques.

A.2 - 4.4 Correlação entre Temperatura Ambiente e Carregamento

Muitas vezes há uma forte correlação entre as variáveis aleatórias temperatura ambiente e carga.

Normalmente a influência da temperatura no carregamento, obtido por análise estatística de amostras de pares de “temperatura x carga” para os carregamento pode ser verificada através de correlações adequadas, definindo-se um coeficiente “f “ que relaciona a curva de carga de referência, válida em um intervalo de temperatura [θ_{a1} ; θ_{a2}] nos mesmos horários e dias da semana e descontando-se efeitos de sazonalidade e taxa de crescimento ao longo do tempo, com a curva afetada pelos efeitos da temperatura ambiente .

Para temperaturas inferiores a θ_{a1} se aplica uma correlação linear, com coeficiente angular “ a_1 ” negativo, sendo que para temperaturas superiores a θ_{a2} se aplica também uma correlação linear, com coeficiente angular “ a_2 ” positivo .

- Aparelhos de aquecimento, $\theta_a < \theta_{a1}$

$f = C^* / C$ - Não há correlação, $\theta_{a1} \leq \theta_a \leq \theta_{a2}$

- Aparelhos de resfriamento, $\theta_a > \theta_{a2}$

Assim, dada(s) a(s) curva(s) de temperatura ambiente, pode-se construir uma curva onde “f” representa os fatores pelos quais a curva de carga deve ser multiplicada.

A.2 - 4.5 Contingências

Existem duas classes de manutenção em contingências de equipamento, a saber :

- manutenção preventiva;

- manutenção corretiva.

Na manutenção preventiva a contingência se dá em condições bastante favoráveis no que diz respeito ao carregamento. Normalmente é o carregamento planejado acima de condições nominais de operação, onde os dias programados para esse evento são aqueles de baixa carga na subestação (sábado, domingos e feriados). O carregamento programado também é vislumbrado nas regiões de veraneio onde durante apenas dois ou três meses durante o ano surge uma solicitação maior de carga.

No caso da manutenção corretiva os dois casos mais comuns de contingências são a emergência de longa duração e a emergência de curta duração. Como a emergência se constitui um acontecimento acidental, de comportamento aleatório, segundo o instante em que ocorre, como também em função da duração da ocorrência, etc., pode-se vislumbrar duas modalidades principais de falha que causam este fenômeno :

- falha externa à subestação;

- falha interna à subestação.

No primeiro caso, a falha se verifica no sistema, fora da subestação, por queda de uma linha de transmissão, saída de um transformador de uma subestação adjacente, etc., provocando sobrecarga nos transformadores da subestação em questão, que deve ser obtida pelos estudos da configuração do sistema, ponderando as taxas de ocorrência fornecida por dados históricos de confiabilidade dos equipamentos etc...

No caso de falha interna, o que se verifica é a saída de um ou mais transformadores operando em paralelo daquela subestação.

A situação do equipamento pode ser encarada como variável aleatória. Os possíveis estados do equipamento são caracterizados por estar ou não estar disponível. A indisponibilidade é caracterizada basicamente por dois aspectos, a saber :

- frequência de ocorrência ;

- tempo de reparo do equipamento.

A frequência de falha está relacionada à taxa de falha (λ) que pode ser definida como sendo o inverso do tempo de operação, isto é, o tempo decorrido até a ocorrência da falha. A taxa de reparo (m) pode ser definida como sendo o inverso do tempo de reparo do equipamento falhado.

Cabe ressaltar que o tempo de substituição deve ser considerado de forma diferenciada para transformadores de pequeno porte (transformadores de distribuição) e transformadores de médio e grandes portes (transformadores de subtransmissão e transmissão). No estudo em questão, simulou-se transformadores de suprimento, isto é, tipicamente unidades do sistema de subtransmissão da área do Rio de Janeiro.

Em se tratando de falha interna à subestação, se houver apenas uma unidade instalada, obviamente não há possibilidade de manutenção do fornecimento da energia elétrica ao mercado consumidor.

Quando existir mais de uma unidade transformadora, a carga prevista para cada transformador remanescente é multiplicada por um fator $= (N / N-a)$, onde a é o número de unidades perdidas na contingência. No Quadro a seguir, as sobrecargas são calculadas no caso de $a=1$.

Número total de transformadores instalados	= N/N-1	carregamento acima do valor nominal nas unidades remanescentes
2	2,00	100%
3	1,50	50%
4	1,33	33%
5	1,25	25%

Frisa-se para o fato de que o modelo contempla a ocorrência de contingências múltiplas, podendo assim conduzir a níveis extremos de carregamento. Nesta etapa do trabalho não se considerou na simulação o corte de carga para valores de carregamento, por exemplo, acima de 150% nas unidades remanescentes : conseqüentemente, não se assumiu o "fim da vida" para esta situação.

Isto não quer dizer que em desenvolvimentos futuros esta limitação não possa ser considerada, mas apenas que, durante as inúmeras simulações efetuadas, as temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos e do topo do óleo eram fatores mais preocupantes que a limitação em 50% de sobrecarga, sendo portanto arbitrado o "fim da vida" para valores térmicos limites excedidos.

A.2 - 5 Aspectos Computacionais da Metodologia Proposta

A.2 - 5.1 Procedimentos para a Determinação do Carregamento Admissível de Unidades Transformadoras

De posse das séries históricas da temperatura ambiente e do perfil da carga da subestação, além da estatística da condição do equipamento, é possível a determinação do carregamento admissível em unidades transformadoras, sob enfoque probabilístico.

Basicamente o processo consiste em se obter uma determinada condição de operação no período estudado através da geração de números aleatórios e uso de funções de distribuição.

Inicialmente sorteia-se o número aleatório X_λ de uma distribuição exponencial de parâmetro “ λ ” (taxa de falha do equipamento), define-se o tempo de operação da subestação até o instante da primeira falha, ou seja, sorteia-se a falha inicial de cada transformador e simula-se a operação da subestação em condição normal, com todos os equipamentos em serviço, até o instante da primeira falha. (Método Monte Carlo Sequencial).

Faz-se o cálculo horário da temperatura do topo do óleo, do ponto mais quente do enrolamento e do envelhecimento em operação normal até o momento da falha .

Se o envelhecimento não tiver atingido o limite fixado, por exemplo 100%, como também se a temperatura do topo do óleo e do ponto mais quente dos enrolamentos não ultrapassaram, por exemplo, 110°C e 140 °C , respectivamente, sorteia-se um número aleatório X_μ de distribuição uniforme em (0,1).

Através da função de distribuição exponencial de parâmetro μ (taxa de reparo do equipamento), que permite definir o tempo de reparo do equipamento danificado, simula-se a operação da subestação em contingência, até o instante caracterizado para o reparo. Cabe ressaltar que é contemplada a possibilidade de haver superposições de contingências caso novas falhas venham a ocorrer em outros transformadores antes da reposição daqueles avariados.

Analogamente, armazenam-se o envelhecimento, a temperatura do topo do óleo e do ponto mais quente dos enrolamentos. Esta armazenagem de valores tem finalidade estatística, ou seja, permite o cálculo das probabilidades de ultrapassagem dos limites estabelecidos. As infrações aos limites não são determinantes para o “fim das corridas” ou “fim da vida” .

O armazenamento de infrações aos limites de temperatura máxima do topo do óleo e do ponto mais quente dos enrolamentos poderá ser utilizado, em desenvolvimentos futuros, para testes com intervalo de confiança adequado, colocando-se um valor muito mais alto, por exemplo, 180 °C para o ponto mais quente, para indicar o “fim da vida “.

Repetem-se os sorteios dos números aleatórios X_λ e X_μ até que o limite térmico e/ou envelhecimento percentual acumulado atinjam valores pré-estabelecidos.

Armazenam-se os resultados obtidos e inicia-se outra corrida.

O processo é repetido um número suficientemente grande de vezes a fim de possibilitar a retirada de uma amostra que forneça indicações para a análise estatística a um nível de significância desejado, isto é, estabelece-se o intervalo de confiança para a média e a expectativa de vida útil associada aos equipamentos.

Cabe ressaltar que se existir um critério para o limite de carregamento máximo, como por exemplo “é aquele que mantém a expectativa de vida em trinta anos “, a média da distribuição pode não ser um parâmetro razoável para aferir o critério, visto que se a distribuição for aproximadamente Gaussiana, por exemplo, este procedimento deixaria a descoberto uma probabilidade de cerca de 50% de que, na operação a durabilidade do equipamento fosse inferior ao valor estipulado como critério.

Neste caso, considera-se mais razoável trabalhar com a proporção de casos em que a vida amostrada resultou menor que o critério que estima a probabilidade de que isto venha a acontecer e, como condicionante, impor que esta proporção seja mantida com probabilidade suficientemente baixa de ocorrência.

Isto pode ser feito, por exemplo, realizando um teste de hipóteses com a proporção, para um nível de significância de, por exemplo, 0,1%, considerando :

H_0 - proporção maior ou igual a 5%;

H_1 - proporção menor que 5%.

A distribuição será adequada, ou o nível de carregamento será ainda aceitável enquanto a amostragem permitir rejeitar H_0 . Isto equivale a buscar distribuições em que a média seja um valor a 30 anos, de tal forma que a amostragem de pontos que representam durabilidade inferior a 30 anos atinja uma proporção não superior a 5% do total de pontos amostrados.

Nesta aplicação, a principal preocupação não reside no valor numérico do carregamento em si, mas muito mais em avaliar o efeito das simulações probabilísticas sobre as solicitações de carregamento, ponderando o fato de que, no caso estocástico, as contingências não ocorrem, necessariamente, nos instantes mais desfavoráveis.

O Fluxograma A2 - 1 a seguir mostra os passos na definição da aplicação do carregamento admissível em unidades transformadoras.

O coeficiente de variação β está limitado a uma tolerância k que poderá variar no programa de 5% a 20%, definindo β matematicamente através de :

$$\beta = \hat{\sigma} / \hat{\mu}$$

$$\hat{\mu} = \bar{e} = \sum e_i / n = \frac{e_1 + e_2 + e_3 + \dots + e_n}{n}$$

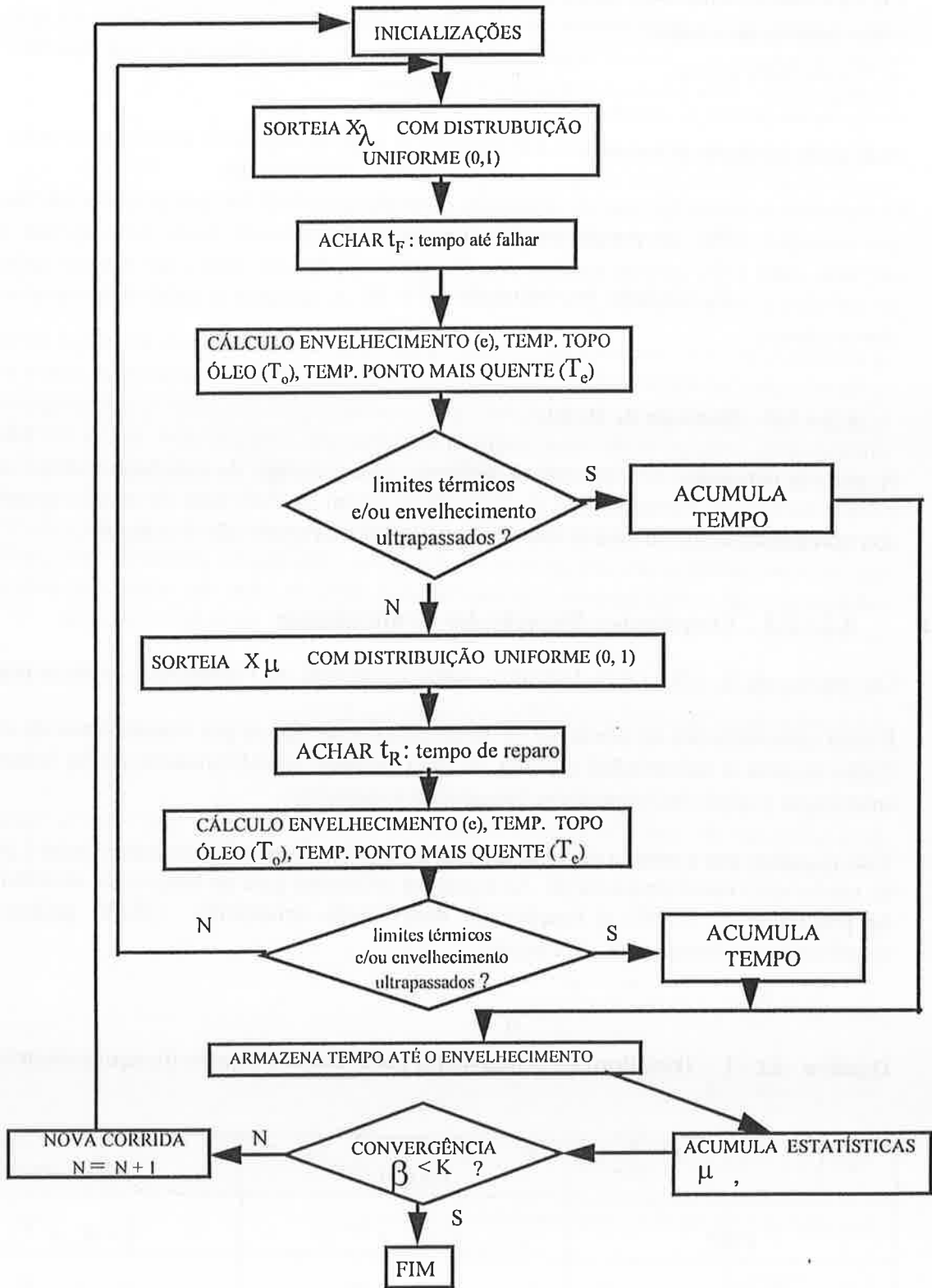
$$\hat{\sigma} = \sqrt{\text{var}(\hat{e}) / n}$$

$$\text{var}(\hat{e}) = (1 / n) \cdot \sum e_i^2 - \bar{e}^2 = (1 / n) \cdot \sum (e_i - \bar{e})^2$$

O estimador da média é uma variável aleatória :

$$N\left(\mu, \frac{\text{var}(e)}{n}\right),$$

onde :



Fluxograma A2 - 1 : Procedimentos Computacionais

- e_i é o envelhecimento calculado na i -ésima corrida
- N é o número de corridas
- μ é a média da amostra
- σ é o desvio padrão da amostra
- $\text{var}(e)$ é a variância da amostra

O processo de convergência na simulação ocorrerá quando β for menor que a tolerância, por exemplo, 15%. Os resultados das simulações apresentam casos com apenas duas corridas, com valor apenas acadêmico. Na realidade deverá haver um número mínimo de corridas a ser executado, por exemplo $N = 10$ e, somente a partir daí, monitorar a convergência.

A.2 - 5.2 Entrada de Dados

A entrada dos dados de temperatura ambiente para o âmbito da simulação, assim como a consideração do carregamento da Subestação, além da definição do estado operativo dos transformadores em estudo são exemplificados na Figura A2 - 1 a seguir .

A.2 - 5.3 Frequência e Duração das Contingências

Os sorteios de X_λ e X_μ estão ilustrados, respectivamente, na Figura A2 - 2 que se segue.

Foram caracterizadas na tabela A2 - 1 as contingências típicas por transferência de carga (falha externa à subestação) e perda de uma unidade transformadora (falha interna à subestação), além das respectivas frequências e durações .

Vale ressaltar que o estudo em questão está considerando os três primeiros casos (perda de unidade(s) transformadora(s)). As equações utilizadas para as funções de distribuição de probabilidade (FDP) e funções de distribuição acumulada (FDA) podem ser visualizadas no Quadro A2 - 1 a seguir.

Quadro A2 - 1 : Distribuição exponencial para falha e reparo de equipamento

	FALHA	REPARO
FDP	$f = \lambda \cdot e^{-\lambda t}$	$f = \mu \cdot e^{-\mu t}$
FDA	$F = 1 - e^{-\lambda t}$	$F = 1 - e^{-\mu t}$

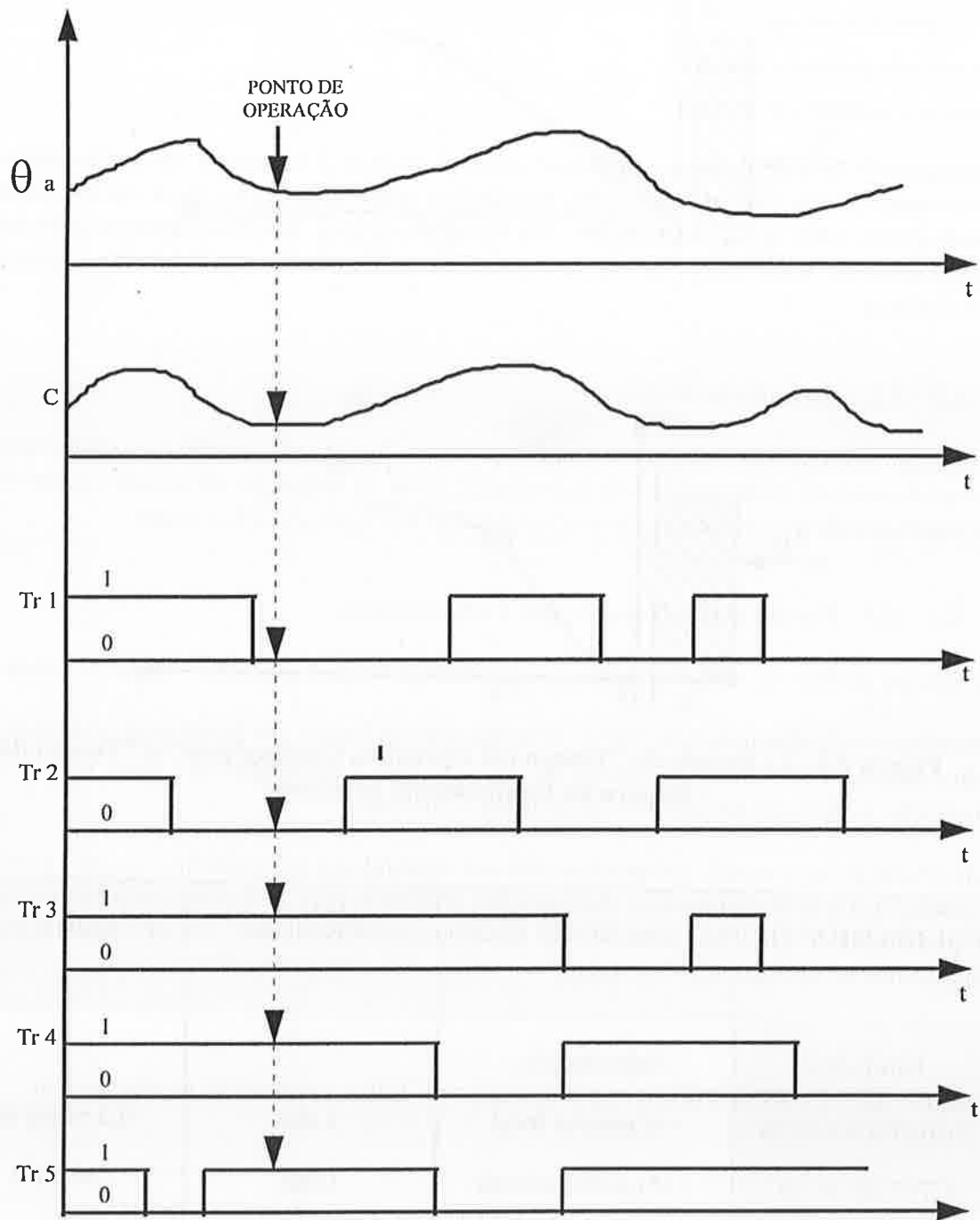


Figura A2 - 1 : Simulação Monte Carlo Sequencial

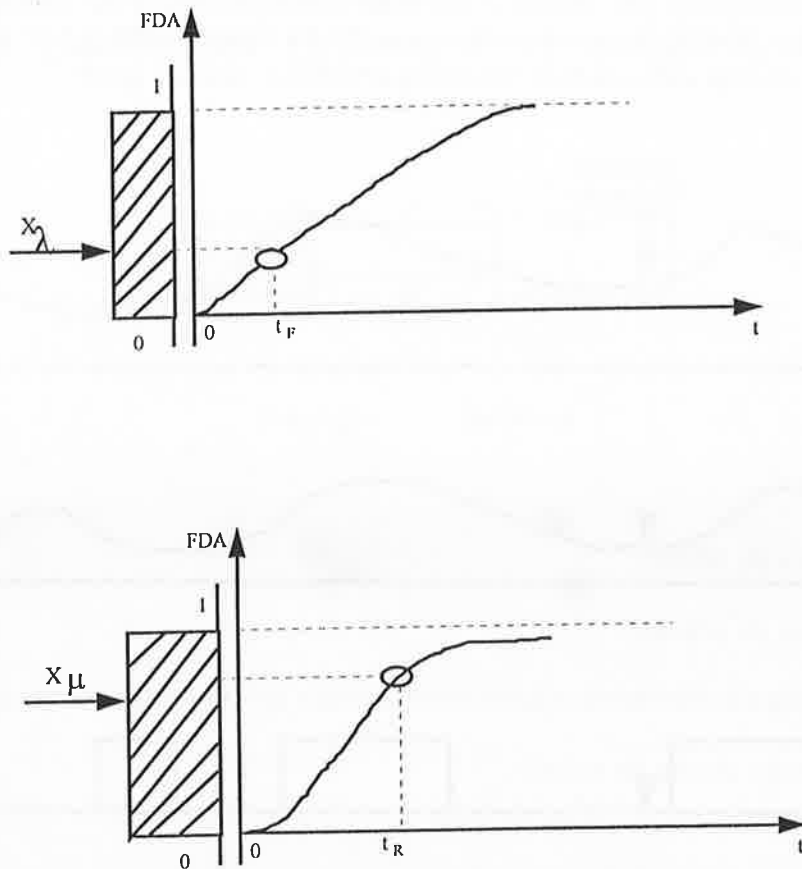
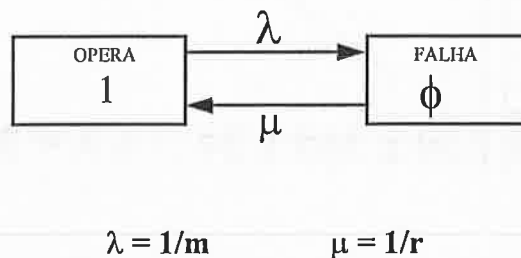


Figura A2 - 2 : Sorteio do “Tempo até a próxima Contingência” e “Tempo de Reparo do Equipamento Avariado”

EQUIPAMENTOS	SITUAÇÃO/EVENTO	DURAÇÃO	FREQÜÊNCIA
Unidades Transformadoras (Trifásicas ou Monofásicas)	Substituição :		
	- c/ reserva local	1 dia	0,3 vezes em
	- c/ reserva remota	1 mês	30 anos
	- s/ reserva	1 ano	(p/ unidade)
Linhas de Transmissão	Queda de Torre	1 mês	0,3/ 30 anos (p/ 100 km)
	Defeito em Acessórios	1 dia	5,0 / 30 anos (p/ 100 km)

Tabela A2 - 1 : - Valores orientativos de frequência e duração.

Como forma orientativa dos valores a serem considerados faz-se um exemplo expedito de memória de cálculo para o tempo de operação do equipamento (t_o) e seu tempo de reparo (t_r) no caso de uma unidade transformadora com reserva local.



onde : λ : taxa de falha

μ : taxa de reparo

m : tempo médio de operação, isto é, tempo médio para ocorrer a falha

r : tempo médio de reparo

Assumindo uma distribuição de Bernoulli para o ciclo de falha/reparo, pode-se utilizar a probabilidade de estar operando (p) e a probabilidade de estar falhado (q) de tal forma que :

$$p + q = 1$$

$$\text{Daí : } pr(x = \text{operando}) = p = 1 - q$$

$$pr(x = \text{quebrado}) = q = 1 - p$$

A frequência de falha e de operação pode ser dada por :

$$\{ f(\text{falha}) = q \cdot \mu$$

$$\{ f(\text{operação}) = p \cdot \lambda$$

Da tabela de Frequência e Duração de Contingências vem :

$$f (\text{falha}) = 1 / 30 \times 365 \times 24 \rightarrow q = 9,13 \times 10^{-5}$$

$$\mu = 1 / 24$$

$$f (\text{operação}) = 1 / 30 \times 365 \times 24 \rightarrow \lambda = 3,81 \times 10^{-6}$$

$$p = 1 - q$$

Então neste caso (reserva local) :

$$\mu = 4,67 \times 10^{-3} \text{ h}^{-1} \rightarrow t_r = - 1/ \mu \ln (1 - X_\mu)$$

$$\lambda = 3,81 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1} \rightarrow t_o = - 1/ \lambda \ln (1 - X_\lambda)$$

Apresenta-se, no Quadro a seguir, os possíveis valores de taxa de falha (λ) e de reparo (μ) para os casos contemplados à luz de uma falha interna à subestação. Estes valores, obtidos segundo a sequência de cálculo exemplificada anteriormente, seguem o caso de substituição de equipamento.

EQUIPAMENTO	SITUAÇÃO/EVENTO	TAXA DE	
		REPARO (μ) (x 10^{-3} h^{-1})	FALHA (λ) (x 10^{-6} h^{-1})
Unidades Transformadoras (trifásicas ou monofásicas)	Substituição:		
	c/reserva local	41,67	3,81
	c/reserva remota	1,39	3,82
	s/reserva	0,11	3,94

Quadro - Taxas de falha e reparo

A.2 - 6 Caso Aplicativo : Resultados das Principais Simulações

A.2 - 6.1 Preâmbulo

A seguir são apresentados resultados do estudo probabilístico de carregamento em transformadores do Sistema Light-Rio de Janeiro.

Na verdade, foram mais de quarenta simulações efetuadas, vislumbrando indisponibilidades de equipamento anual, mensal e diária. Contemplou-se basicamente a limitação térmica.

Nas simulações exploratórias foram contemplados objetivamente apenas os casos de ocorrência de falhas internas a subestação, isto é perda de unidade (s) paralela (s).

Especificamente, as simulações foram concentradas praticamente na substituição do equipamento danificado sem reserva, ou seja, uma duração média de substituição de um ano e uma frequência de ocorrência referenciada a 30 anos. Algumas simulações vislumbraram a substituição do equipamento avariado com reserva local, ou seja, duração média de reparo de um dia com a mesma frequência anterior.

Diante dessas premissas calculou-se μ e λ como sendo $1,14 \times 10^{-4}$ e $3,94 \times 10^{-6}$, respectivamente, para o caso de indisponibilidade anual do equipamento.

Considerou-se, em uma primeira abordagem, as curvas de temperatura ambiente já discutidas. Supõe-se o exemplo de cinco transformadores na subestação típica e uma ponta anual de carga variando de 0,86 a 1,6125 vezes a potência nominal de cada transformador.

Foram utilizados três programas digitais, a saber : PRO . FOR, TEM . FOR e TRA .FOR [Gesualdi Jr. , L.C. ; 1991]. Os dois primeiros, de cunho estatístico, diferem apenas no aspecto térmico, ou seja, enquanto o PRO. FOR sugere a simulação limitando apenas o envelhecimento a por exemplo 100%, o TEM . FOR produz resultados à luz de limitações de envelhecimento e de temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente dos enrolamentos a, por exemplo, 110 °C e 140 °C , respectivamente. O terceiro programa foi concebido com idéias determinísticas objetivando uma análise comparativa dos resultados obtidos pelos enfoques probabilísticos e determinísticos.

A.2 - 6.2 Resultados Obtidos

Das simulações efetivadas, com indisponibilidade média de um ano para o equipamento avariado, escolheu-se os casos 4,7, 8 e 20 para análise dos resultados e comparação com o método determinístico . Os resultados detalhados das simulações estão apresentados em [Gesualdi Jr. , L.C. ; 1991] .

Deve-se ter em mente que um dos aspectos do trabalho até aqui realizado é a busca de validação para o modelo e a metodologia probabilística apresentada. Portanto, uma análise dos resultados pode ser levada a termo, bastando para isso considerar com uma certa cautela o número ainda pequeno de amostras.

Os três primeiros casos foram resultados de simulação do programa PRO . FOR, ou seja , sem limitações térmicas .

O caso 4, com ponta anual de carga da ordem de 29% acima da potência nominal do transformador, apresentou uma expectativa de vida aproximadamente 20 anos, com uma probabilidade de ultrapassagem da temperatura do topo do óleo a um valor pré-estabelecido, como por exemplo 110 °C, da ordem de $3,84 \times 10^{-3} \%$.

De forma semelhante calculou-se a probabilidade para a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, relativamente a um valor, por exemplo, de 140 °C, como sendo de ordem de $35,48 \times 10^{-3} \%$. Já o carregamento ultrapassou em 7,428% do tempo de simulação o valor de potência nominal , ou seja, sua probabilidade de ultrapassagem a valores limites de carregamento pré-estabelecidos é razoavelmente maior do que a ultrapassagem das restrições térmicas.

No caso 7, com ponta anual de carga da ordem de 18,25% acima da potência nominal do equipamento, a expectativa de vida útil resultante foi de aproximadamente 40 anos, com as probabilidades de ultrapassagem das temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente dos enrolamentos sendo, respectivamente, da ordem de $2,79 \times 10^{-3} \%$ e $7,27 \times 10^{-3} \%$, com limites térmicos pré-estabelecidos análogos ao caso 4. O carregamento teve uma probabilidade de carga acima da nominal da ordem de 3,245% do tempo de simulação.

Para o caso 8, com uma ponta anual de carga da ordem de 39,75% da potência nominal do transformador, a expectativa de vida do equipamento foi de aproximadamente 7 anos, com as probabilidades de ultrapassagem das temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente dos enrolamentos sendo, respectivamente, da ordem de $39,06 \times 10^{-3} \%$, com os mesmos limites térmicos pré-estabelecidos nos casos anteriores. O carregamento teve uma probabilidade de carga acima da nominal da ordem de 16,785% do tempo de simulação.

Para uma primeira avaliação, nota-se que existe uma relação direta entre o percentual de sobrecarga e as probabilidades de ultrapassagem das restrições térmicas e de carregamento calculadas pelo programa PRO - FOR. Há uma razoável folga percentual na temperatura do topo do óleo em relação a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos devido a inércia térmica do fluido.

Com o aumento da ponta anual de carga acima da potência aparente da subestação, há uma queda significativa na expectativa de vida útil do equipamento, ou seja, existe uma relação inversa entre as duas grandezas analisadas.

O último caso apresentado, foi resultado da simulação do programa TEM.FOR, ou seja, incluindo limitações térmicas. O caso 20, com uma ponta anual de carga da ordem de 39,75% acima da potência nominal do equipamento, apresentou uma expectativa de vida de aproximadamente 7 anos.

Como há limitação térmica para o topo do óleo e o ponto mais quente dos enrolamentos (por exemplo, 110 °C e 140 °C, respectivamente), era de se esperar uma insignificante probabilidade de ultrapassagem térmica, ou seja, $1,61 \times 10^{-3} \%$ e nula, respectivamente para os enrolamentos e o topo do óleo. O carregamento ultrapassou em 15,175% do tempo de simulação o valor da potência nominal.

A tabela A2 - 2, onde T_o é a temperatura do topo do óleo, T_e é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e P_{nom} é a potência nominal de placa do transformador, apresenta os resultados obtidos pelos dois programas digitais.

O programa TRA.FOR com concepções determinísticas calcula durante 20 anos a perda de vida útil do equipamento e as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente dos enrolamentos, limitadas a valores térmicos pré-estabelecidos, como por exemplo, 110 °C e 140 °C, respectivamente. Além disso supõe que todos os equipamentos estejam operando na subestação em estudo.

Foram simulados quinze casos variando a ponta anual de carga de 0,80 a 1,50 vezes a potência nominal de cada transformador. Os resultados estão na Tabela A2 - 3 que se segue, onde $P_{m\acute{a}x}$ é a potência aparente máxima em cada equipamento, f é o fator multiplicativo utilizado para a curva de carga, PV é a perda de vida útil do transformador, V é a vida útil calculada pelo programa (limitada em 20 anos), $T_{o\acute{m}a}x$ é a temperatura máxima obtida para o topo do óleo (limitada em 110 °C), $T_{e\acute{m}a}x$ é a temperatura máxima obtida para o ponto mais quente dos enrolamentos (limitada em 140 °C).

CASOS	PONTA ANUAL DE CARGA ACIMA DA NOMINAL (%)	EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL (anos)	PROBABILIDADE DE ULTRAPASSAGEM (%)		
			$T_o (x 10^{-3})$	$T_e (x 10^{-3})$	P_{nom}
4	29	20	3,84	35,48	7,428
7	18,25	40	2,79	7,27	3,245
8	39,75	7	39,06	125,67	16,785
20	39,75	7	0,00	1,61	15,175

Tabela A2 - 2 : Alguns resultados obtidos das simulações digitais.

$P_{m\acute{a}x}$ (MVA)	f	PV (%)	V (ano)	PV/V (%/ano)	$T_{o\acute{m}a}x$	$T_{e\acute{m}a}x$
34,40	0,80	0,679	20,00	0,03	66,28	80,90
36,55	0,85	1,030	20,00	0,05	69,15	85,45
38,70	0,90	1,600	20,000	0,08	72,17	90,23
40,85	0,95	2,530	20,000	0,13	75,32	95,23
43,00	1,00	4,100	20,000	0,21	78,62	100,45
45,15	1,05	6,750	20,000	0,34	82,05	105,89
47,30	1,10	11,300	20,000	0,57	85,62	111,54
49,45	1,15	19,170	20,000	0,96	89,33	117,41
51,60	1,20	32,920	20,000	1,61	93,17	123,48
53,75	1,25	57,143	20,000	2,86	97,14	129,77
55,90	1,30	100,001	19,994	5,00	101,24	136,26
58,05	1,35	100,003	10,991	9,10	102,38	139,86
58,80	1,40	4,183	0,059	70,85	106,34	146,36
59,45	1,45	3,885	0,054	71,85	104,48	140,08
60,00	1,50	0,920	0,013	70,77	101,79	143,29

Tabela A2 - 3 : Resultados das simulações do programa TRA.FOR

A.2 - 6.3 Análise dos Resultados Obtidos

Na maior parte das simulações efetuadas a probabilidade de ultrapassagem da temperatura do topo do óleo é razoavelmente inferior àquela calculada para a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos. Este fato é explicado devido a inércia térmica do óleo.

Analisando o caso 7 observa-se que uma indisponibilidade dupla leva o equipamento, em alguns casos, a uma expectativa de vida da ordem de trinta anos, isto sem limitar termicamente o topo do óleo e o ponto mais quente dos enrolamentos. Para indisponibilidades simples nota-se, em alguns casos, uma expectativa de vida útil acima de trinta anos.

Comparando-se os casos 8 e 20, observa-se que mesmo limitando termicamente o equipamento, a expectativa de vida útil do transformador não sofreu grandes reduções.

Muito provavelmente, o “fim da vida” do equipamento pelo critério de envelhecimento ocorreu nas proximidades temporais da ultrapassagem dos limites térmicos pré-estabelecidos, principalmente a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos.

Atribui-se o fim da vida do equipamento quando se ultrapassa uma limitação térmica, assumindo-se que nesta situação ocorram envelhecimentos do tipo imediato, que levariam à falha do equipamento quando de esforços eletrodinâmicos intensos ou solicitações dielétricas severas.

Na maioria das simulações o envelhecimento chamado progressivo forneceu valores razoáveis para a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos. A interdependência entre os envelhecimentos tornou mais fácil a observação da aleatoriedade da amostra.

Quanto à aleatoriedade associada a temperatura, supõe-se que a inércia térmica dos transformadores “compense” relativamente um pouco o efeito das variações de temperatura ambiente de tipo aleatória na temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e, por conseguinte, no envelhecimento.

Para envelhecimentos distribuídos com uma certa regularidade ao longo dos anos, observou-se que as diferenças entre as inúmeras temperaturas anuais tem efeito resultante, no envelhecimento, razoavelmente pequeno.

Na maioria das simulações o “limite de vida” do equipamento ocorre aproximadamente nas primeiras sobrecargas de longa duração.

Com relação aos resultados das principais simulações, a Tabela A2 - 4 apresenta trinta e três resultados de simulação dos programas PRO.FOR, e TEM.FOR.

Ressalta-se a seguir alguns resultados significativos. Observa-se que para uma ponta anual de carga 18% acima da nominal, supondo que a substituição do equipamento avariado seja realizada com apoio de reserva local e duração média de reparo de um dia e uma ocorrência a cada trinta anos (Casos TD 23 a TD 33, inclusive), as expectativas de vida útil, com raras exceções, se encontram na faixa de 40 a 60 anos, valor este bem superior aos casos simulados onde a substituição do equipamento se dá sem reserva e duração média de substituição de um ano e uma ocorrência a cada 30 anos (PA 1 a PA 5), cuja faixa de variação da expectativa útil se encontra, de 15 a 20 anos.

Ao se escolher a contingência de longa duração (casos PA 1 a PA 11, TA 14, TA 18 a TA22), ressalta-se que o período de um ano é pouco comum ocorrer na prática face à existência de política de reservas das concessionárias de energia elétrica e, nesse caso, se cancela razoavelmente a vantagem da metodologia probabilística sobre a determinística-híbrida, que é permitir a ocorrência da contingência em qualquer ponto da curva e da temperatura ambiente e não apenas no pior momento.

A.2 - 6.4 Considerações Finais

Com o tempo médio de reparo do equipamento sem reserva calculado em um ano e com uma taxa de uma ocorrência a cada 30 anos, o critério (n-1) não é satisfeito para a curva de carga utilizada na simulação.

Há uma certa coerência na estatística utilizada ao se comparar seus resultados com aqueles obtidos deterministicamente. Nas simulações efetuadas com indisponibilidade de um ano para o equipamento avariado, não houve vantagens da análise probabilística comparativamente a determinística. Todavia, com indisponibilidade de um dia (reserva local) houve um significativo ganho visto que os dias de menor magnitude para a curva de carga, por exemplo, sábados, domingos e feriados foram melhor explorados com a aleatoriedade de indisponibilidade.

Partindo dos valores considerados para curva de carga, temperatura ambiente, e situação do equipamento alguns critérios devem ser avaliados à luz dos resultados obtidos.

- **Critérios de Carga Máxima :**

Não deve ser considerado um critério para aplicação indiscriminada, isto porque não é o enrolamento principal do transformador que irá efetivamente limitar sua corrente passante, mas sim os equipamentos acessórios, como por exemplo, o regulador em carga, que geralmente está limitado a 1,5 vezes de sua corrente nominal.

- **Critério Térmico :**

É um critério muito importante tanto a nível determinístico quanto probabilístico. Quando a temperatura do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento atingir por exemplo, 110 °C e 140 °C, respectivamente, deve-se proceder ao alívio de carregamento, remanejando carga, ou em último caso, proceder ao corte de carga hierarquicamente seletivo.

- **Critério de Perda de Vida :**

Com a simulação efetuada dentro de um ano de indisponibilidade para o equipamento danificado não houve grandes ganhos a nível probabilístico. Porém, há significativos resultados no caso de indisponibilidade diária. No caso determinístico este critério é mais robusto devido a pequena faixa de valores em que se simulam as contingências.

Na Tabela A2 - 4 que é apresentada a seguir, a convenção de notação é indicada abaixo :

Legenda :

PA : programa PRO.FOR com substituição de equipamento sem reserva de duração média de substituição de um ano e uma frequência de ocorrência referenciada a 30 anos.

TD: programa TEM.FOR com substituição do equipamento avariado com reserva local e duração média de reparo de um dia e uma ocorrência a cada trinta anos .

TA : programa TEM.FOR com substituição de equipamento sem reserva e duração média de substituição de um ano e uma frequência de ocorrência referenciada a 30 anos.

Tabela A2 - 4 : Resultados das Principais Simulações

CASOS	β (%)	PONTA ANUAL DE CARGA ACIMA DA NOMINAL (%)	EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL (ANOS)	PROBABILIDADE DE ULTRAPASSAGEM (%)		
				T_o (10^{-3})	T_c (10^{-3})	P_{nom}
PA 1	5	29,00	19,01	5,63	42,36	6,318
PA 2	5	29,00	14,92	6,84	53,87	8,551
PA 3	10	29,00	14,01	7,19	58,92	8,732
PA 4	15	29,00	19,80	3,84	35,48	7,428
PA 5	20	29,00	14,24	7,64	55,83	8,437
PA 6	20	-	177,93	0,00	0,00	1,177
PA 7	15	18,25	40,39	2,79	7,27	3,245
PA 8	15	39,75	7,17	39,06	125,56	16,785
PA 9	15	50,50	4,19	43,57	111,65	24,325
PA 10	15	61,25	1,77	90,34	632,37	34,270
PA 11	15	12,87	50,89	4,36	9,93	2,330
TA 12	15	-	153,07	0,00	0,04	1,007
TA 13	15	23,62	9,57	0,00	1,19	4,673
TA 14	15	34,37	7,47	0,00	1,53	8,123
PA 15	15	45,12	3,08	18,54	229,91	29,291
TA 16	15	55,87	0,05	0,00	211,86	41,101
TD 17	15	29,00	60,13	0,00	0,00	5,614
TA 18	15	61,25	0,01	0,00	892,86	26,785
TA 19	15	55,87	0,06	0,00	192,31	42,884
TA 20	15	39,75	6,51	0,00	1,61	15,175
TA 21	15	29	5,99	0,00	1,91	6,760
TA 22	15	18,25	5,56	0,00	2,05	2,647
TD 23	15	29,00	60,20	0,00	0,00	5,618
TD 24	15	29,00	52,30	0,00	0,03	5,623
TD 25	15	29,00	47,69	0,00	0,18	5,624
TD 26	15	29,00	46,85	0,00	0,10	5,623
TD 27	15	29,00	60,07	0,00	0,00	5,612
TD 28	15	29,00	60,28	0,00	0,00	5,610
TD 29	15	29,00	60,17	0,00	0,00	5,636
TD 30	15	29,00	60,21	0,00	0,00	5,612
TD 31	15	29,00	14,12	0,00	0,81	5,699
TD 32	15	29,00	42,37	0,00	0,11	5,628
TD 33	15	29,00	40,29	0,00	0,15	5,624

TEMPERATURA DO AR (C) - LEITURA HORARIA

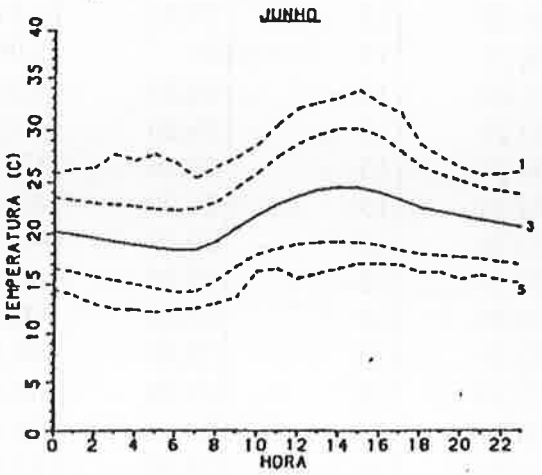
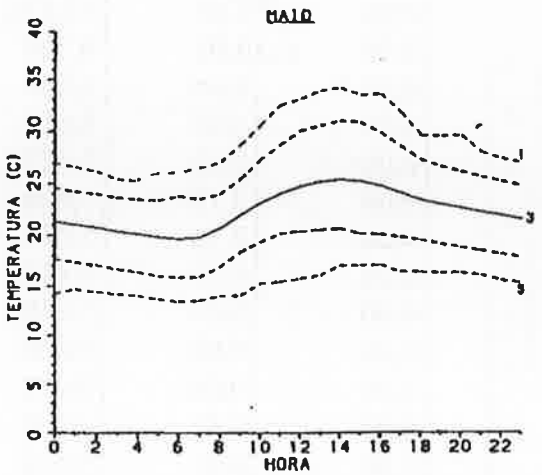
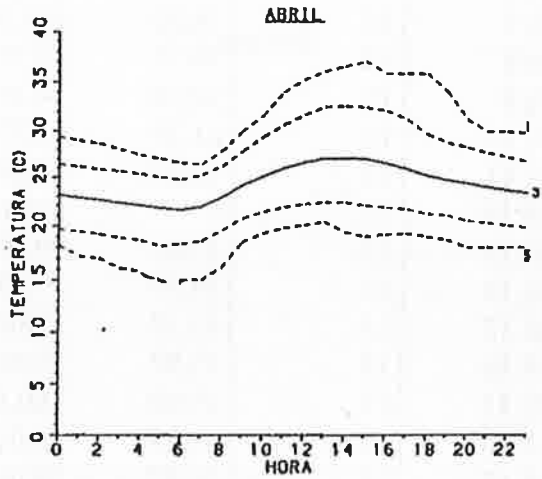
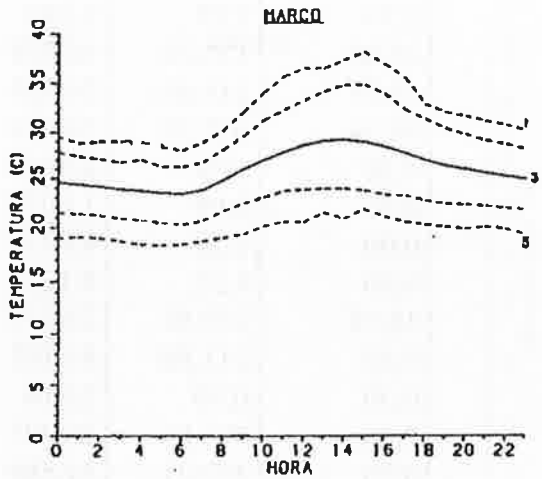
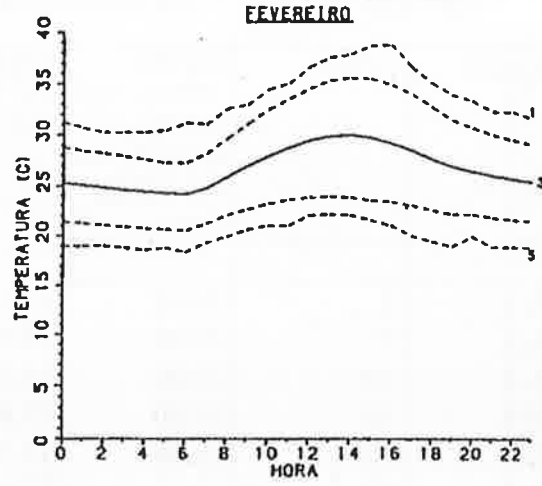
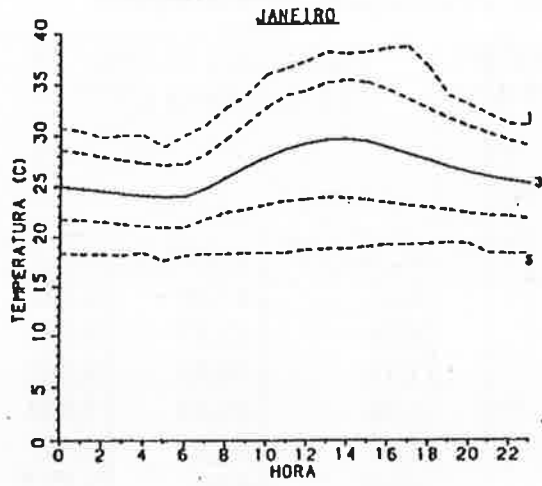
PERIODO: 1951 A 1970
ESTACAO : GALEAO

HORARIO FUNCION.: 24 HORAS
MUNICIPIO: RIO DE JANEIRO

1 - MAXIMA ABSOLUTA
2 - MEDIA DAS MAXIMAS

3 - MEDIA

4 - MEDIA DAS MINIMAS
5 - MINIMA ABSOLUTA



TEMPERATURA DO AR (C) - LEITURA HORARIA

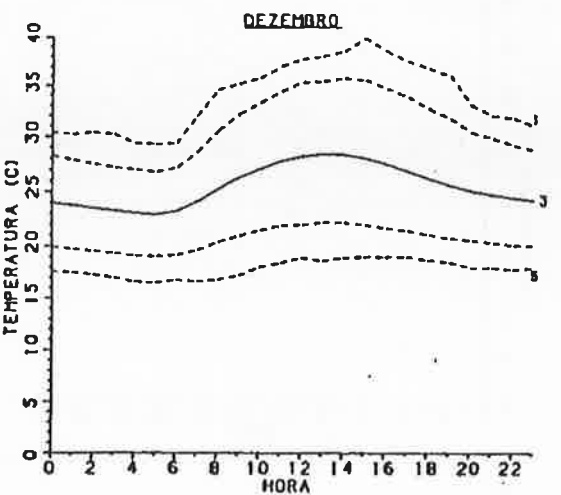
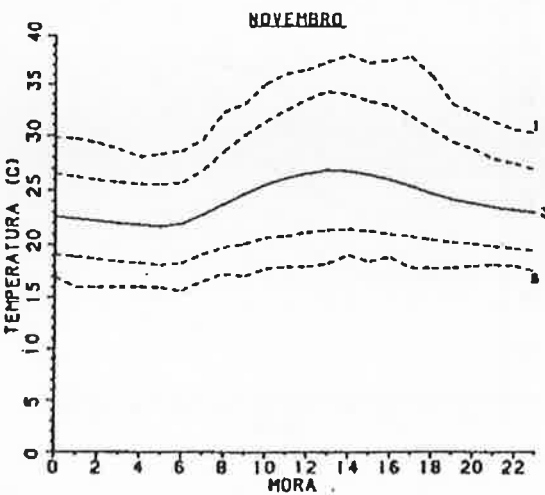
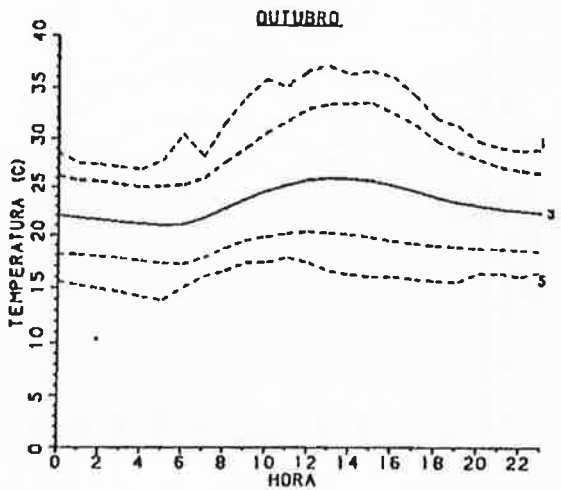
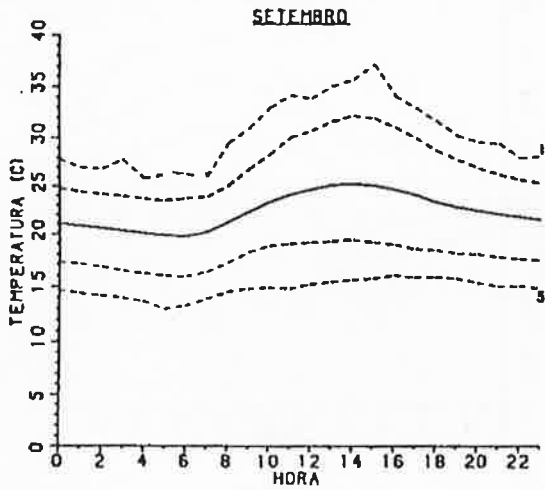
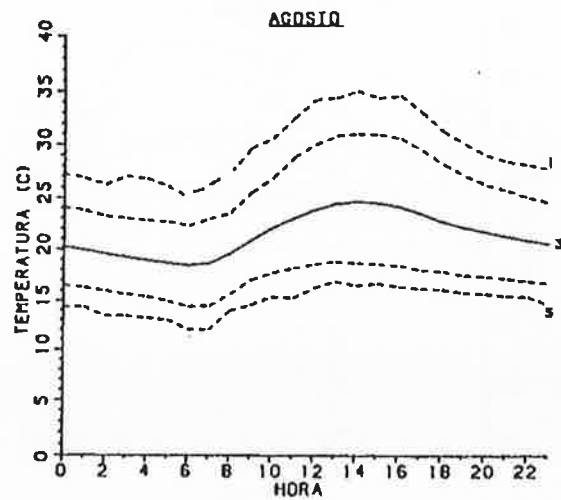
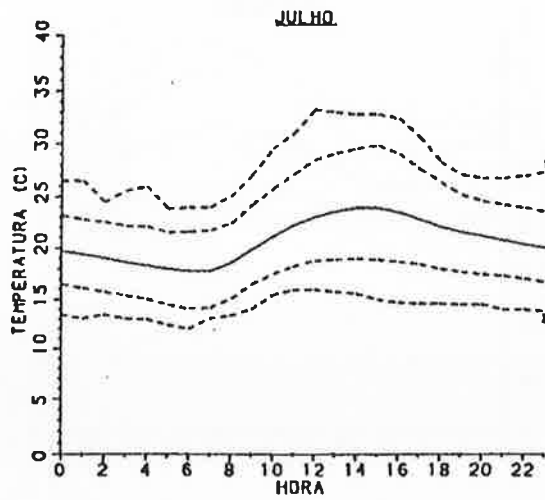
PERIODO: 1951 A 1970
 ESTACAO : GALEAO

HORARIO FUNCION.: 24 HORAS
 MUNICIPIO: RIO DE JANEIRO

1 - MAXIMA ABSOLUTA
 2 - MEDIA DAS MAXIMAS

3 - MEDIA

4 - MEDIA DAS MINIMAS
 5 - MINIMA ABSOLUTA



**“MAXIMIZAÇÃO DE LIMITES DE
CARREGAMENTO E PADRONIZAÇÃO DE
SUBESTAÇÕES E LINHAS DE TRANSMISSÃO :
UM SUPORTE AO PLANEJAMENTO DE REDES
ELÉTRICAS EM AMBIENTE DE RESTRIÇÕES
FINANCEIRAS”**

**ANEXO 3 : " O Problema de
Priorização de Obras "**

SUMÁRIO

RESUMO	3
A3 - 1 INTRODUÇÃO.....	3
A3 - 2 ESTRUTURA GERAL DO MODELO DE PRIORIZAÇÃO	4
A3 - 2.1. MÓDULOS COMPONENTES DO MODELO.....	4
A3 - 2.2 DESCRIÇÃO SUCINTA DOS PRINCIPAIS MÓDULOS	4
A3 - 3 CARACTERIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS ASSOCIADOS A UM PROJETO DE TRANSMISSÃO	5
A3 - 3.1 MERCADO NÃO ATENDIDO	5
A3 - 3.2 ENERGIA NÃO SUPRIDA.....	6
A3 - 3.3 VARIAÇÕES DOS CUSTOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA	6
A3 - 3.4 CUSTOS DOS DESVIOS DE TENSÃO.....	7
A3 - 3.5 BENEFÍCIO GLOBAL DE UMA OBRA.....	9
A3 - 3.6 CÁLCULO DO ÍNDICE DE MÉRITO DE UMA OBRA.....	9
A3 - 4 DETERMINAÇÃO DA RENTABILIDADE IMEDIATA DE UM PROJETO DE TRANSMISSÃO	10
A3 - 5 O ALGORÍTMO DE ORDENAÇÃO	12
A3 - 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	15
A3 - 7 REFERÊNCIAS	15
APÊNDICE - "ALGUMAS CONSIDERAÇÕES SOBRE O ÍNDICE DE RENTABILIDADE IMEDIATA "	16
A3 - A.1 DETERMINAÇÃO DO ÍNDICE DE RENTABILIDADE IMEDIATA.....	16
A3 - A.2 RELAÇÕES ENTRE AS RENTABILIDADES IMEDIATAS DE DUAS OBRAS EM CONJUNTO E DE CADA OBRA INDIVIDUALMENTE.	17

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA A3- 1 : FUNÇÃO CUSTO DOS DESVIOS DE TENSÃO	8
FIGURA A3 - 2 : VARIAÇÃO DE ÍNDICES DE MÉRITO PARA POSTERGAÇÃO DE UMA OBRA DE UMA ASSOCIAÇÃO SÉRIE.....	14
FIGURA A3 - 3 : REORDENAÇÃO DE TRECHOS	14
FIGURA A3 - 4 : FLUXOS DE CAIXA PARA AS SITUAÇÕES “COM OBRA NO CRONOGRAMA” E “COM OBRA POSTERGADA .	16

MEMORANDUM

TO : [Name]

FROM : [Name]

SUBJECT: [Subject]

1. [Text]

2. [Text]

3. [Text]

4. [Text]

5. [Text]

6. [Text]

7. [Text]

8. [Text]

9. [Text]

10. [Text]

11. [Text]

12. [Text]

13. [Text]

14. [Text]

15. [Text]

RESUMO

Este anexo aborda o problema de planejamento de grandes sistemas de transmissão em conjuntura econômica adversa, com a incidência de severas limitações nos tetos para investimento, enfatizando, complementarmente ao Capítulo 4 desta Tese, alguns aspectos específicos da Priorização de Empreendimentos .

Nesse contexto, considerando a necessidade do processo de "priorização de obras" componentes de um Plano de Expansão, explora-se em pormenor o conceito de "rentabilidade imediata" de um empreendimento, posto ser este parâmetro de fundamental importância para definir um índice de mérito relativo para os projetos, em um ambiente de restrições financeiras.

Tendo em vista a necessidade de aplicação do processo de ordenação de obras a sistemas de grande porte, desenvolveu-se um ferramental matemático para permitir estabelecer um algoritmo eficiente, capacitado a capturar automaticamente as possíveis interdependências entre projetos de transmissão, que faz com que o índice de mérito de uma obra seja função das obras que já tenham sido consideradas descartadas/priorizadas. Um algoritmo especializado se faz imperioso, posto que em sistemas de transmissão em malha as interdependências que surgem não são óbvias e impõem um processo ágil e eficaz de identificação.

A3 - 1 INTRODUÇÃO

A evolução recente do setor elétrico brasileiro tem mostrado a necessidade de se adaptar a metodologia de planejamento às novas realidades emergentes do quadro econômico e político nacional.

Em decorrência, as empresas e os grupos de trabalho setoriais do Setor Elétrico Brasileiro têm buscado desenvolver novos critérios, métodos e modelos, sempre no sentido de compatibilizar recursos escassos com a manutenção de níveis aceitáveis de qualidade de suprimento. Objetiva-se, neste Anexo, detalhar aspectos importantes desta experiência, tendo em vista complementar o texto do Capítulo 4 evidenciando as adaptações necessárias na metodologia contemplada no âmbito desta Tese .

Um dos instrumentos de compatibilidade entre as necessidades de expansão e os recursos escassos mais importante, tem sido o processo designado de "priorização de obras". Neste processo o objetivo é determinar, a partir de um plano de expansão fornecido , o conjunto de obras passível de ser adiado com o mínimo prejuízo para o desempenho do sistema e de forma a atender um teto de investimento pré-especificado.

A "importância relativa" das obras para o sistema pode ser estabelecida através da mensuração do desempenho da rede elétrica pra situações com e sem a obra em análise, permitindo quantificar o benefício de cada projeto em unidades monetárias e, em seguida, compondo-se este benefício com a redução de custos de investimento proporcionada pelo possível adiamento na data de entrada em operação, de forma a

traduzir, em última instância, um " índice de mérito" para caracterizar cada empreendimento do plano de expansão.

O conjunto de obras pode ser então ordenado tomando-se como parâmetro o índice de mérito de cada obra individualmente considerada ou, em alguns casos de forte interdependência elétrica entre projetos, considerando-se o índice de mérito de todo um conjunto de projetos interdependentes.

Obtida uma lista ordenada de todos os projetos (ou macro-projetos) em andamento ou a iniciar no horizonte de expansão e dada uma certa limitação de investimentos para o ano seguinte ao ano em curso, pode-se recomendar prioridade para a execução do conjunto das obras que apresentem os índices de mérito mais atrativos, limitando-se tal conjunto em função do esgotamento do teto de investimento disponível. Para as demais obras componentes do plano de expansão e com desembolso no ano que se considera a incidência de restrições financeiras, recomenda-se o adiamento por um período mínimo de um ano, passível de ser prorrogado em função de nova análise a ser executada no próximo ciclo de planejamento.

A3 - 2 ESTRUTURA GERAL DO MODELO DE PRIORIZAÇÃO

A3 - 2.1. Módulos Componentes do Modelo

Tendo em vista o caráter evolutivo da metodologia, o modelo de priorização apresenta uma estrutura modular e hierárquica, de tal forma que as funções básicas puderam ser implantadas por etapas, compatibilizando a necessidade de apresentar resultados a curto prazo com a possibilidade de implementação futura de modelos de análise elétrica e econômica mais sofisticados, na medida em que a utilização do modelo o justificar.

Nesse sentido, o modelo comporta seis módulos principais, que são o "Módulo Mestre"; o "Módulo de Aquisição e Crítica de Dados", o "Módulo de Ordenação"; o "Módulo de Análise do Desempenho do Sistema"; o "Módulo de Análise Econômica; e o "Módulo de Relatórios de Saída". Uma descrição detalhada da função de cada um dos módulos é disponível na Documentação do Sistema, constante da Referência [7.1].

A3 - 2.2 Descrição Sucinta dos Principais Módulos

O módulo de ordenação tem como função básica determinar a prioridade de cada projeto, com base na rentabilidade imediata (ou opcionalmente, na relação benefício/custo), de cada projeto.

O cálculo da rentabilidade imediata se processa a partir de duas informações básicas:

- a) o benefício propiciado pela obra no ano de sua entrada em operação;
- b) o cronograma de desembolso da obra (junto com custos associados à postergação da obra, quando houver).

O benefício é calculado pelo módulo de análise de desempenho e se compõe de quatro parcelas básicas :

- redução do corte de carga em regime (acionamento);
- redução do corte de carga sob contingências (interrupções);
- custo dos desvios de tensão;
- variações nos custos de operação do sistema.

O valor globalizado do benefício é passado ao módulo de análise econômica, que, a partir dessa informação e do cronograma de desembolso de cada obra, calcula a rentabilidade imediata (ou a relação benefício/custo) das obras a priorizar .

O valor da rentabilidade imediata é informado ao módulo de ordenação, que o utiliza na determinação da sequência de prioridades do plano de obras.

A3 - 3 CARACTERIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS ASSOCIADOS A UM PROJETO DE TRANSMISSÃO

Conceitualmente, a identificação de benefícios é feita em duas etapas; na primeira, são determinados os efeitos da ausência da obra sobre o desempenho do sistema como um todo e, na segunda, se efetiva uma tradução de tais efeitos para uma base monetária comum.

Os principais benefícios a serem caracterizados em unidades monetárias são sucintamente descritos a seguir.

A3 - 3.1 Mercado Não Atendido

Corresponde ao montante do segmento de mercado não atendido pelo sistema elétrico, em decorrência da postergação da obra sob análise. Visualiza a rede elétrica operando em regime permanente e condição normal, para a situação de obra postergada (desempenho avaliado em condição normal, sem a obra).

Calculados os fluxos de potência na rede, para a situação operativa descrita, e verificada a existência de sobrecarga, o " Módulo de Análise de Desempenho " aciona as rotinas de redespacho e corte de carga ótimos, que permitem avaliar um novo ponto operativo viável para o sistema. Tal ponto é obtido perseguindo a minimização do custo de operação global do sistema, onde se inclui os custos de geração térmica e custos de não atendimento ao mercado consumidor.

Embora se possa avaliar economicamente o montante de mercado não atendido a partir de custos de racionamento, adotou-se até o momento, na maioria das aplicações efetuadas, o conceito de "Disposição a Pagar ". Este parâmetro representa o montante de unidades monetárias que o consumidor estaria disposto a pagar para a energia elétrica à sua disposição. A quantificação da "disposição a pagar" é obtida do cálculo da área sob

a curva de Demanda x Preço, que traduz para uma tarifa, a máxima quantidade de energia que seria absorvida pelo mercado consumidor após a entrada do projeto.

A3 - 3.2 Energia Não Suprida

O indicador "energia não suprida", expresso em unidade monetária, reflete economicamente a confiabilidade que a obra em pauta proporciona ao sistema.

Em essência, o cálculo do benefício de melhoria de confiabilidade que uma obra introduz no sistema, é feito a partir da simulação de uma série de contingências sobre duas configurações de rede distintas, quais sejam, rede com a obra mantida em seu prazo de entrada em operação original, e rede com a obra retardada de um ano em seu comissionamento.

Se ENFM e ENFA denotarem o montante da expectância de energia não fornecida em situação de contingência, para as hipóteses de obra mantida e adiada, respectivamente, o benefício procurado pode ser imediatamente avaliado :

$$\text{CVC} = (\text{ENFA} - \text{ENFM}) \text{ CENS}$$

(A3 - 1)

onde CVC denota o custo de variação na confiabilidade inerente à obra em observação, e CENS se refere ao custo unitário de energia não suprida (US\$/MWh). Uma formulação mais elaborada, considerando a possibilidade de custos de interrupção variáveis com a profundidade do corte de carga e com valorização das parcelas de potência e energia, pode ser encontrada em [7.1].

A3 - 3.3 Variações dos Custos de Operação do Sistema

A postergação de uma determinada obra de transmissão pode levar a mudanças das condições de operação do sistema e, portanto, a uma variação nos custos operacionais. Esta variação pode ser causada por :

- a) Variação nas perdas - nos casos mais comuns o adiamento de uma obra deteriorará o desempenho da rede, implicando em acréscimo de perdas em relação à situação de referência (obra na data prevista). entretanto, nos casos em que a obra visa atender novos segmentos de mercado pode ocorrer um decréscimo de perdas devido ao adiamento da obra, em consequência da redução do mercado a atender.
- b) Remanejamento do Despacho Básico de Geração - em determinadas situações na expansão do sistema, a entrada em operação de uma obra de transmissão permite uma alteração no ponto operativo, do parque gerador, ajustado antes da entrada do reforço, com repercussão tanto nos custos de operação diretos (consumo de combustível nas usinas termoeletricas) como indiretos (aumento da geração hidroelétrica, minimizando vertimentos e/ou reduzindo a probabilidade de déficits futuros).

Para sistemas hidrotérmicos, a variação nos custos de operação pode ser mensurada a partir do estabelecimento da operação energética e a desagregação dos blocos de geração hidráulica e termoelétrica pelos patamares da curva de carga, para as situações de configuração com e sem a obra na sua data prevista de comissionamento.

Há que se considerar "custos" de geração hidroelétrica adequados, para refletir os benefícios de sua operação, como a redução da expectativa de déficits futuros.

Diferentemente dos custos de operação de usinas termoelétricas, que só dependem de seu próprio nível de despacho, o custo de operação das hidroelétricas (conhecido como "valor marginal da água") variam com o nível de armazenamento dos reservatórios e com as vazões afluentes ao sistema.

Estes custos são calculados atualmente de forma agregada para cada região, isto é, atribui-se um mesmo valor da água para todas as usinas hidroelétricas de uma dada região.

O valor médio da água se aproxima do valor esperado do custo marginal de operação do sistema e é obtido a partir da simulação da operação do parque gerador frente a uma série de situações hidrológicas.

O benefício associado às variações dos custos de operação (BRCO) pode então ser calculado pela expressão :

$$\boxed{\text{BRCO} = \sum_{j \in \phi} [\Delta\text{CGH}(j) + \Delta\text{CGT}(j)]} \quad (\text{A3 - 2})$$

onde f varre os patamares da curva de carga, e :

$\text{DCGT}(j)$ = variação do custo de geração térmica para as situações com e sem a obra em análise, no j -ésimo patamar de carga (US\$).

$\text{DCGH}(j)$ = variação de custo da geração hidroelétrica, para as situações com e sem a obra e j -ésimo patamar de carga (US\$).

A3 - 3.4 Custos dos Desvios de Tensão

Corresponde aos custos (ou inconvenientes) provocados por desvios lentos da tensão em relação ao valor nominal, particularmente nos casos em que as flutuações de tensão afetam diretamente os consumidores, como no caso de sistemas de subtransmissão e de distribuição. Estima-se que os inconvenientes provocados por desvios de tensão em relação a nominal variam aproximadamente com o quadrado da diferença de tensão. Essa aproximação é válida, enquanto o desvio de tensão não é excessivo.

De fato, abaixo de um certo nível de tensão, a maior parte dos equipamentos elétricos para de funcionar satisfatoriamente ou é desligado por relés de subtensão. Nesses casos, o desvio de tensão é comparável a uma interrupção total de carga. Por outro lado, pequenos desvios de tensão não envolvem virtualmente nenhum inconveniente para os consumidores.

Assim sendo, o custo de desvio de tensão numa barra de carga pode ser expresso por uma função do tipo indicado na Figura A3 - 1:

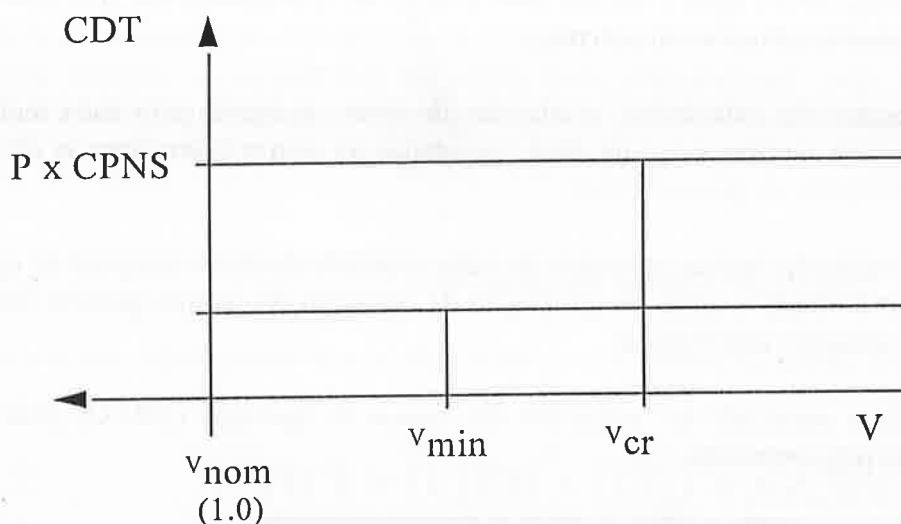


Figura A3- 1 : Função Custo dos Desvios de Tensão

ou seja,

$$\begin{aligned}
 \text{CDT} &= 0 && , \text{ se } V_{\text{nom}} \geq V \geq V_{\text{min}} \\
 &= A.(V_{\text{min}} - V)^B.P && , \text{ se } V_{\text{min}} \geq V \geq V_{\text{cr}} \\
 &= P.CPNS && , \text{ se } V_{\text{cr}} \geq V \geq 0
 \end{aligned}$$

onde:

CDT = Custo dos desvios de tensão (u.m.)

V_{nom} = Tensão nominal (ou de referência) na barra de carga (p.u)

V_{min} = Tensão mínima aceitável na barra de carga (p.u)

V_{cr} = Tensão crítica (abaixo da qual o desvio de tensão equivale a interrupção)

P = parcela de carga a ser aliviada do sistema, para que a tensão mínima do sistema não fosse inferior à tensão crítica.

CPNS = Custo unitário da potência não suprida (\$/MW)

B = Expoente da função custo dos desvios de tensão ($0 \leq B \leq 2$)

A = $CPNS.(V_{\text{min}} - V_{\text{cr}})^{-B}$

Dessa forma, dispondo-se dos valores de tensão em cada barra, pode-se calcular o benefício CDT propiciado por uma obra para cada "cenário" (nível de carga e configuração do sistema) em que esta obra seja relevante, em termos do valor esperado dos custos de desvios.

Cabe salientar que os desvios de tensão devem ser ponderados pelo montante de carga que deveria ser desconectada para que um nível satisfatório de tensão fosse restabelecido em todo o sistema, atribuindo-se ainda um custo unitário a estes alívios simulados de carga, para valorizar economicamente os desvios de tensão provocados pela ausência da obra.

É importante frisar que o método proposto não busca uma correlação física com os alívios de carga que, na realidade, ocorreriam no sistema, se a situação cenarizada se configurasse na prática. Antes, o método visualiza apenas uma forma conceitualmente consistente de comparar a alternativa de atraso de um projeto com a alternativa de executá-lo dentro do prazo original.

A3 - 3.5 Benefício Global de uma Obra

O benefício global de uma obra pode ser imediatamente computado a partir das parcelas anteriormente definidas. Matematicamente vem :

$$\mathbf{BG = MENA + CVC + BRCO + CDT}$$

(A3 - 3)

A3 - 3.6 Cálculo do Índice de Mérito de uma Obra

São consideradas duas alternativas para Índice de Mérito de uma obra; a primeira representada pela relação benefício/custo, sendo necessário calcular o benefício para o ano de entrada em operação da obra e, posteriormente, atualizar o valor obtido, para o primeiro ano do fluxo de desembolso com a obra mantida (por convenção, data zero); a segunda representada pela "Rentabilidade Imediata" de um Projeto, cuja formulação se apresenta em Apêndice. Para a relação "Custo/Benefício", os detalhes são oferecidos a seguir.

Sendo **E** o ano de entrada da obra, tem-se:

$$\mathbf{BA = BG.(1 + TA)^{-E}}$$

onde:

(A3 - 4)

BA = valor atualizado do benefício global (US\$)

TA = taxa de atualização

No que diz respeito aos custos, a variação provocada pelo adiamento de um ano é estimada a partir da diferença de valor presente entre os dois fluxos de caixa, um correspondente à hipótese da data de entrada em operação mantida e o outro, correspondente à hipótese de adiamento por um ano.

A Variação de Custos, calculada a partir da diferença de valor presente entre os dois fluxos de caixa, é dada por:

$$VC = \left[\frac{TA}{(1 + TA)} \right] \sum_{J=0}^E I_J (1 + TA)^{-J} \quad (A3 - 5)$$

onde:

I = desembolsos ocorridos a partir da data de referência (data 0)
até a data de implantação do projeto (data E)

Finalmente, o Índice de Mérito (IM) é dado por:

$$IM = [BA / VC] \quad (A3 - 6)$$

Uma vez calculado o Índice de Mérito de cada obra, estas são relacionadas em ordem decrescente de prioridade, através destes índices.

A3 - 4 DETERMINAÇÃO DA RENTABILIDADE IMEDIATA DE UM PROJETO DE TRANSMISSÃO

O índice de rentabilidade imediata (RI) tem a implicação conceitual de representar a taxa de atualização, ou o custo de oportunidade de capital, no período afetado pela restrição financeira.

Sua determinação é análoga à determinação da taxa interna de retorno de um projeto, e matematicamente é a raiz da equação obtida quando se iguala a zero a diferença entre os valores presentes dos fluxos de caixa que correspondem, respectivamente, aos custos e benefícios com a obra entrando em serviço na data prevista pelo planejamento, e aos custos e benefícios para a hipótese da obra adiada por um certo período (período de restrições financeiras).

Em outras palavras, o índice RI retrata a taxa de descontos que torna indiferente a execução no prazo ou o adiamento da obra. Para os anos não afetados por restrições financeiras, a formulação adotada atualiza custos e benefícios pelo custo de oportunidade de capital médio da economia. Em apêndice, são encontrados maiores detalhes do índice de rentabilidade imediata.

Dentro das premissas adotadas para formular o problema de priorização de obras de transmissão, inclui-se o período de adiamento, ou de restrições, que é assumido 1 ano .

Na prática, admite-se que se os anos de restrição forem se sucedendo, os procedimentos devem ser aplicados anualmente, com os resultados de um ano servindo de dado de entrada para a análise do ano seguinte. Neste contexto, a equação para a determinação de RI resulta linear, oferecendo como solução:

$$RI = (kBG + \bar{S}) / \bar{I}$$

(A3 - 7)

onde:

$$k = (1 + a)^{1-E}$$

$$\bar{S} = -S + I_{M/C}$$

$$\bar{I} = I_o - I_{M/C}$$

E = data de entrada da obra

TA = taxa de atualização de capital na ausência de restrições financeiras.

I_o = investimento previsto para o ano de restrição financeira, de acordo com cronograma original.

I_{M/C} = dispêncio necessário, no ano afetado por restrições financeiras, para permitir o adiamento de I_o, correspondente aos gastos com eventuais multas contratuais e conservação da parcela da obra já executada.

$$S = \sum_{k=1}^N [I_k [1 - (1 + TA)^{-1}] (1 + TA)^{k-1}]$$

(A3 - 8)

Uma vez determinado o índice de mérito de uma obra, sua priorização é imediata se todas as obras forem independentes entre si. Em caso contrário, isto é, se a postergação de uma obra afeta o índice de mérito de outra qualquer, caracteriza-se o problema de interdependência, tornando o processo de ordenação essencialmente combinatorial, o que causa um aumento exponencial de sua complexidade computacional. Em tal situação, há que se recorrer ao algoritmo especializado descrito no próximo tópico.

A3 - 5 O ALGORÍTMO DE ORDENAÇÃO

A rentabilidade imediata de cada obra depende, essencialmente, do custo e do benefício associadas à obra em função do ano previsto para sua entrada em operação, admitindo-se adiamento máximo de um ano desta data.

De forma geral, o custo de uma obra de transmissão não se altera com o adimento de outras; o mesmo não se dá com relação aos benefícios, que podem variar substancialmente, podendo mesmo ser anulados, em casos extremos (sistemas radiais). Configura-se assim o conceito de "interdependência" de obras, associado diretamente à variação de benefício que o adiamento de uma obra povoca em outra.

A principal dificuldade no processo de priorização decorre da interdependência entre obras, onde a postergação de um projeto pode alterar substancialmente o "status" de alguns dos projetos remanescentes. Por exemplo, no caso de circuitos em paralelo, a retirada de um circuito pode aumentar bastante a importância dos circuitos de mesma rota e que permaneçam no sistema.

Para circuitos/equipamentos em série, a retirada de um componente, "abrindo" o caminho elétrico, torna todos os outros circuitos, do ramo afetado, inúteis. Em sistemas de grande porte, com alto índice de malheamento e de conexão elétrica entre barras, a identificação de obras interdependentes pode se tornar bastante difícil e trabalhosa por meios artesanais. O próprio planejador, com base em sua sensibilidade, vê-se na contingência de tentar identificar os possíveis conjuntos de obras a postergar.

Os principais passos do algoritmo de ordenação são os seguintes :

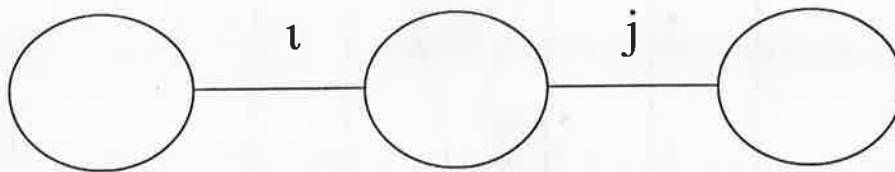
- o) Toma-se como configuração básica o sistema planejado.
- i) Testa-se a retirada de cada obra da configuração básica. Calcula-se o "Índice de Mérito" de cada obra.
- ii) Seleciona-se a obra de menor "Índice de Mérito" para ser postergada. A obra é

retirada da configuração básica.

- iii) Conforme já enfatizado, a postergação da obra selecionada pode, eventualmente, modificar o "Índice de Mérito" de uma ou mais obras do elenco remanescente, impondo que, após a retirada de uma obra qualquer, os índices das restantes sejam recalculados. Volta-se ao passo anterior.

Pode-se observar que o algoritmo termina quando todas as obras forem postergadas.

A título de ilustração considere-se a retirada de uma obra compondo uma associação série.



Assumindo-se que o índice $IM(i)$ é menor que $IM(j)$, posterga-se a obra i . Imediatamente após a postergação da obra i , o índice de mérito da obra j passa a ser nulo, uma vez que a postergação desta obra não afetaria em nada o desempenho do sistema. Construindo uma curva com a sequência de obras a priorizar e seus respectivos índices de mérito ter-se-ia :

A concavidade encontrada em "j", na Figura A3 - 2 indica , portanto, que há uma interdependência entre a obra j e alguma obra postergada anteriormente. Deve, entretanto, ser notado que pode existir interdependências entre 2, 3 ou mais obras. Seria, portanto, necessário reordenar a curva, examinando todas as obras combinadas 2 a 2, 3 a 3, etc, até a eliminação de concavidades na curva de ordenação. Cada combinação de obras corresponde a uma possível macro-obra.

Pode-se provar (Cfr. Apêndice) que o índice de mérito do conjunto de obras $i - j$ obedece à relação:

$$IM(i) \leq IM(ij) \leq IM(j)$$

(A3 - 9)

Esta propriedade permite a reordenação por trechos da curva, garantindo extrema agilidade computacional.

Assim, a reordenação da curva ilustrada na Figura A3 - 3 resume-se na reordenação dos trechos AB e CD, uma vez que o restante da curva já está ordenada (comportamento monotônico).

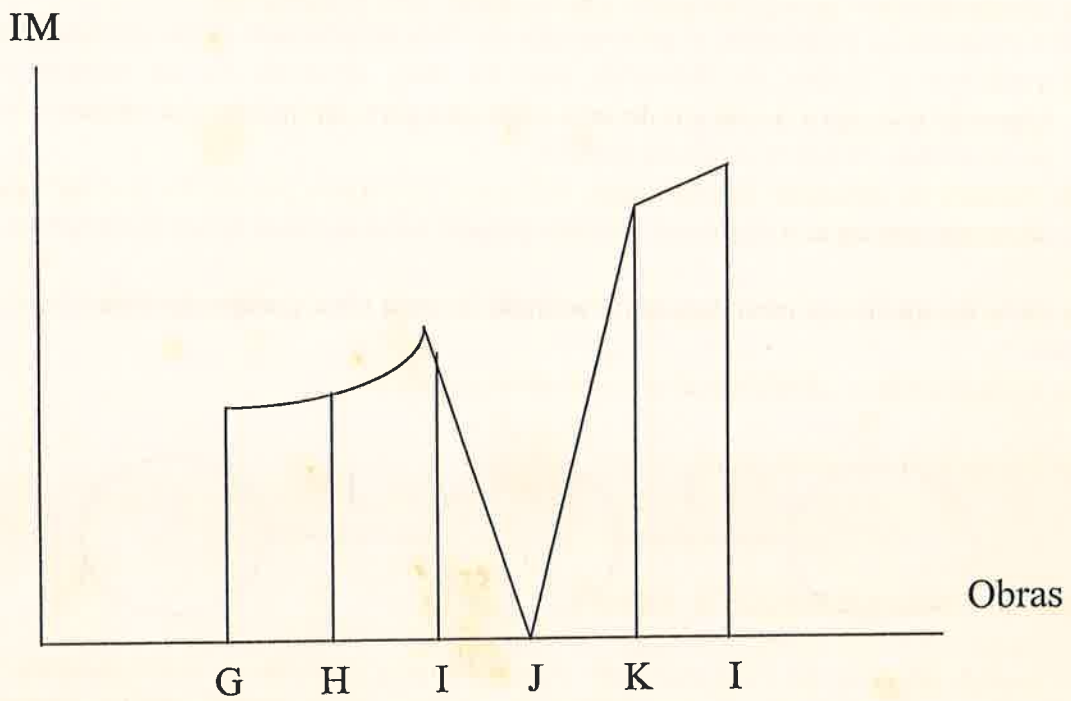


Figura A3 - 2 : Variação de Índices de Mérito para Postergação de uma Obra de uma Associação Série.

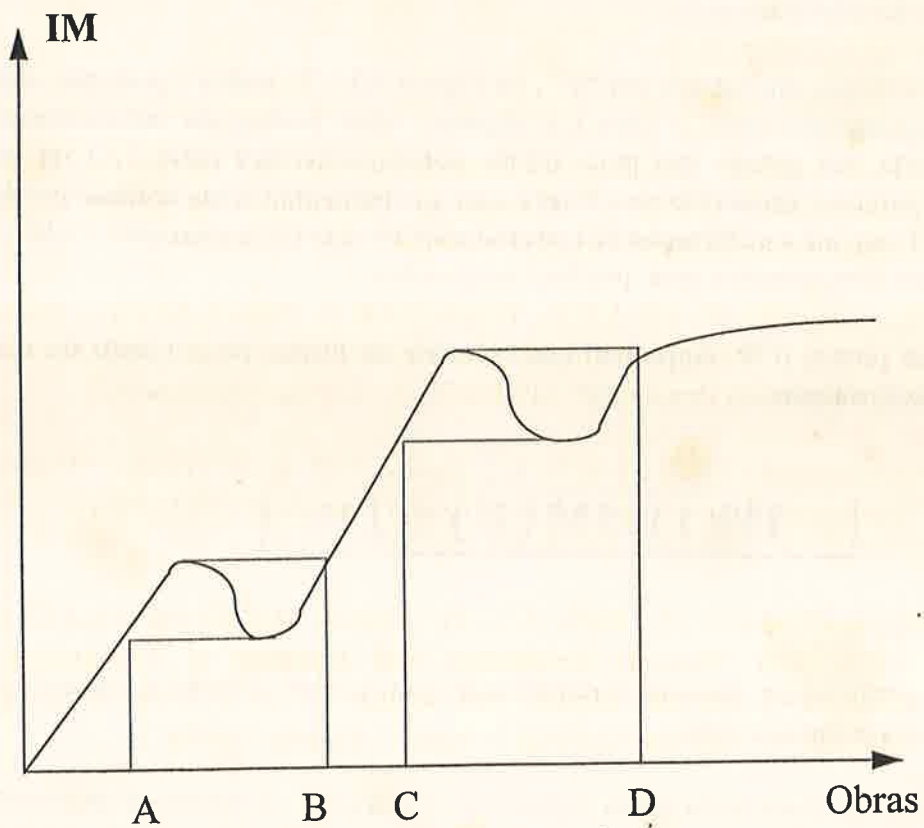


Figura A3 - 3 : Reordenação de Trechos

A seleção de obras para postergação é dada, então, pelo algoritmo:

- a) $i = 1$
Considera-se que o trecho a ordenar é composto por todas as obras do plano.
- b) Através do algoritmo de ordenação, ordena-se os trechos, para todas as combinações de obras em até i a i .
- c) A ordenação é monotonicamente crescente? Se sim, o algoritmo termina.
- d) Caso contrário, identifica-se novos trechos a ordenar.
- e) Faz-se $i = i + 1$; volta-se a b.

A3 - 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O modelo descrito na Tese tem sido extensivamente aplicado a configurações teste reais, representativas do sistema elétrico brasileiro e os resultados obtidos podem ser considerados bastante expressivos ([7.2], [7.3], [7.4]). No momento encontra-se totalmente validada e consolidada uma versão do modelo de escala comercial e que já vem sendo utilizada em linha de produção por diversas empresas do Setor.

A3 - 7 REFERÊNCIAS

- 7.1 - GTCP-Grupo de Trabalho para Estabelecimentos de Critérios de Planejamento de Transmissão - (1986) - " **Fixação de Prioridades de Obras do Sistema de Transmissão-Relatório de Metodologia**"- Rio de Janeiro
- 7.2 - Morozoswiski F^o, M.; A.C.G.; Pereira, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G.; Ramos, D.S. et alli (1989) - "**Planejamento sob Restrições Financeiras ; aplicação ao Sistema de Transmissão Brasileiro**" SPSE / CIER - Caracas/Venezuela.
- 7.3 - Morozoswiski F^o, M.; L.M.V. G.; Ramos, D.S. et alli (1989) - "Planejamento de Sistemas de Transmissão sob Restrições Financeiras : Metodologia e Aplicações " CIGRÉ - 3^o ERLAC - Foz do Iguaçu.
- 7.4 - Morozoswiski F^o, M. ; Melo, A. C. G. ; Pereira, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G.; Ramos, D.S. (1989) "**Priority Evaluation and Ranking of Transmission System Projects - Computer Models and Results** " - 16 th Power Industry Computer Application Conference (PICA)- Seattle / Estados Unidos.

APÊNDICE - "ALGUMAS CONSIDERAÇÕES SOBRE O ÍNDICE DE RENTABILIDADE IMEDIATA "

A3 - A.1 Determinação do Índice de Rentabilidade Imediata

Seja a tomada como a taxa de atualização média para o Setor Elétrico em período onde não se verificarem limitações de investimento e x tomada como a taxa de atualização de capital no ano onde incide a restrição financeira.

A partir da data "E", ano de entrada em serviço, aparecem os benefícios associados à presença da obra e à configuração do sistema em cada ano. Dessa forma, mesmo na hipótese de adiamento da obra por um ano, um benefício de um ano i qualquer, posterior à entrada da obra em serviço ($i > E$) resulta idêntico benefício, para este ano, da hipótese de obra com cronograma mantido. Em consequência, no cálculo do valor presente da diferença de fluxos de caixa, para hipóteses de adiamento da obra e manutenção da data de entrada em operação, os benefícios entre as datas "E + 1" e "V + E" se cancelam, restando apenas as parcelas referentes às datas "E" e "E+V+1", onde esta última denota o final da vida útil da obra na hipótese de postergação de sua entrada em serviço por um ano.

Os fluxos de caixa da figura A3 - 4 ilustram as inversões e benefícios, para as duas hipóteses já mencionadas.

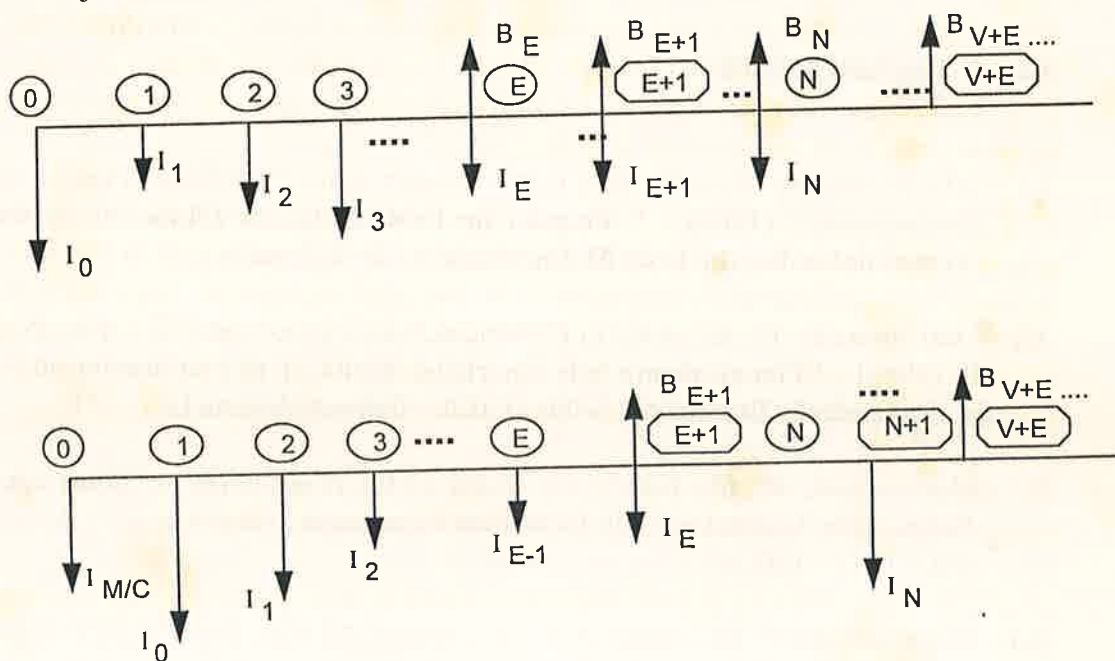


Figura A3 - 4 : Fluxos de Caixa para as Situações "com Obra no Cronograma" e "com Obra Postergada . .

Por diferença, pode-se obter a expressão a seguir, onde desprezou-se a parcela atualizada de benefício ao final da vida útil, cujo cálculo envolveria recursos computacionais significativos, sem a contrapartida no ganho de precisão :

$$VP = (I_o - I_{M/C}) + (1 + x)^{-1} [S - I_o - BE(1 + a)^{1-E}]$$

(A3 - 10)

onde \bar{S} é definido como no item A3 - 4 .

Impondo condição de nulidade para VP e solucionando para a incognita x, resulta a taxa de retorno do adiamento do projeto por um ano, já fornecida no item 5.

$$RI = X = (kE + \bar{S}) / \bar{I}$$

(A3 - 11)

A3 - A.2 Relações entre as Rentabilidades Imediatas de duas Obras em Conjunto e de cada Obra Individualmente.

Neste tópico é estabelecida a relação que subsiste entre o Índice de Mérito de duas obras em conjunto (isto é, o índice que corresponde ao adiamento simultâneo de duas obras), e os índices de mérito individualizados, correspondendo à primeira obra a ser adiada e à segunda obra, dado que adiou-se a primeira.

O objetivo prende-se à verificação de que o índice RI satisfaz as condições de contorno necessárias à aplicação do teorema fundamental em que se baseia o algoritmo de ordenação. Explicitamente, encontrando-se a relação matemática entre os índices de mérito das obras individualmente consideradas, quer-se em seguida verificar-se se a rentabilidade imediata de duas obras em conjunto (RI_{AB}) resulta combinação linear convexa das rentabilidades das obras consideradas individualmente (RI_A e $RI_{B/A}$) .

No que se segue, os subscritos A , B e AB se referem sempre às obras A ou B individualmente consideradas e AB quando consideradas em conjunto.

Com a notação estabelecida, os índices de rentabilidade imediata podem ser escritos como:

$$RI_A = (kB_A + \bar{S}) / \bar{I}_A \quad e \quad RI_{B/A} = (kB_{B/A} + \bar{S}_{B/A}) / \bar{I}_{B/A}$$

(A3 12)

Porém é evidente que as inversões relativas à obra B não dependem do fato de A estar ou não em serviço, e então todos os valores condicionados são iguais para as hipóteses B e B/A, excetuando-se o benefício.

Então :

$$RI_{B/A} = (kB_{B/A} + \bar{S}_B) / \bar{I}_B$$

(A3 - 13)

Resulta para o índice de rentabilidade conjunto :

$$RI_{AB} = (kB_{AB} + \bar{S}_{AB}) / \bar{I}_{AB}$$

(A3 - 14)

Porém, as inversões relativas à macro obra AB, igualam as respectivas de montantes parciais correspondentes às obras individualmente consideradas. disto decorre que :

$$\bar{S}_{AB} = \bar{S}_A + \bar{S}_B; \bar{I}_{AB} = \bar{I}_A + \bar{I}_B$$

(A3 - 15)

No que diz respeito aos benefícios, não se teria necessariamente que o benefício da macro obra AB iguala à soma dos benefícios das obras individuais, principalmente se os benefícios $B_{B/A}$ fosse calculado a partir do sistema do (configuração, mercado, etc) a que se chegou após o adiamento de A.

No entanto, a sistemática adotada para o cálculo de benefícios é tal que :

B_A é calculado retirando do sistema a obra A; $B_{B/A}$ é calculado retirando do sistema as duas obras A e B simultaneamente, a partir das condições de topologia e mercado existentes antes da retirada de A, e subtraindo do resultado os benefícios relativos de A; B_{AB} é calculado retirando do sistema as duas obras A e B simultaneamente, a partir das condições de topologia e mercado existentes antes da retirada de A.

Resulta, então, por construção, que :

$$B_{AB} = B_A + B_{B/A}$$

(A3 - 16)

Tendo em vista todas as relações estabelecidas, pode-se escrever o índice de rentabilidade imediata de AB como :

$$RI_{AB} + (1 - v)RI_{AB}$$

(A3 - 17)

onde :

$$v = I_A^{\Delta} / (\bar{I}_A + \bar{I}_B)$$

Conclui-se então que a rentabilidade imediata de duas obras em conjunto é combinação linear convexa dos índices de rentabilidade das obras individualmente consideradas.

