

JOSEF HOFFMANN NETO

**GESTÃO DA CONFIABILIDADE
EM AMBIENTE COMPETITIVO:
UMA VISÃO SISTÊMICA**

**Dissertação apresentada como requisito parcial
à obtenção do grau de Mestre em Engenharia
Elétrica no Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica - PPGEE, Departamento de
Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia,
Universidade Federal do Paraná.**

ORIENTADOR: Prof. Marciano Morozowski Filho, D. Sc., UFPR

Curitiba

2008

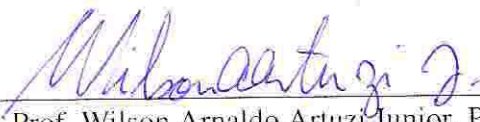
GESTÃO DA CONFIABILIDADE EM AMBIENTE COMPETITIVO: UMA VISÃO SISTEMICA

JOSEF HOFFMANN NETO

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.

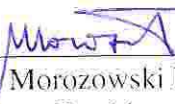


Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.
Orientador



Prof. Wilson Arnaldo Artuzi Junior, Ph.D.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora



Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc. (UFPR)
Presidente



Prof. Erlon Cristian Finardi, D.Eng. (UFSC)



Prof. Elizete Maria Lourenço, D.Eng. (UFPR)

Curitiba, 13 de Junho de 2008

A Deus, Onisciente

Aos meus pais Josef (in memorian) e Gertrud

A minha esposa Marcia

Aos meus filhos Paulo, Leticia e Beatriz

AGRADECIMENTO

Ao Prof. Dr. Marciano Morozowski Filho pelo privilégio de tê-lo como orientador, pelo seu vasto e experimentado conhecimento, pela sua contribuição à minha formação acadêmica, por compartilhar comigo seus conhecimentos, sendo um incentivo e exemplo.

A Companhia Paranaense de Energia - COPEL, pela oportunidade, confiança, apoio, e pela compreensão da grandeza da realização deste projeto.

A todo Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná, em especial a Prof^a. Dr^a Thelma Solange Piazza Fernandes e a Prof^a. Dr^a Elizete Maria Lourenço, pelo seu idealismo e dedicação ao desenvolvimento científico, e ao colega e Prof. José Roberto Pinto da Silva, doutorando, pelo acolhimento e estímulo neste ideal.

Ao Dr. Erlon Cristian Finardi, pela honra de contar com sua participação na banca final de defesa desta dissertação.

Aos meus amigos pelo apoio, companheirismo e colaboração na execução deste estudo, em especial ao Eng. João Marcos Lima pelo auxílio e pelo compartilhamento de valiosas informações técnicas.

A meus familiares pela compreensão, atenção, incentivo e apoio.

A todos que de alguma forma contribuíram para a consecução deste trabalho.

RESUMO

As recentes reformas no setor elétrico brasileiro criaram um novo ambiente regulatório com aumento de competitividade caracterizado pelo surgimento de um maior número de agentes no setor energético.

Os agentes de Distribuição se vêem obrigados a atender um maior número de localidades com menor densidade de consumo. Devem adicionalmente atender à exigência de crescentes níveis de continuidade do fornecimento de energia. Ocorre assim um conflito natural entre o menor investimento a ser alocado para a instalação e a manutenção de um alto nível de confiabilidade.

O recente desenvolvimento das técnicas probabilísticas, aliado ao melhor conhecimento do comportamento econômico do setor elétrico, pode auxiliar a otimização dos investimentos. Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia para auxiliar na tomada de decisões no planejamento.

Esta metodologia está baseada na análise conjunta do custo de instalação e do correspondente custo de risco probabilístico permitindo a tomada de decisão quanto ao melhor índice de confiabilidade recomendado para diferentes topologias.

Palavras-chave: confiabilidade, custo do risco, planejamento.

ABSTRACT

The recent reforms of the Brazilian electric sector created a new regulatory environment with competitive growth ensured by the fast growth of a large number of new players in the sector.

The distribution agents shall attend a large number of localities with lower consumption density. They shall additionally fulfill rising service continuity levels. There is a natural conflict between lower installation investment to be located and a higher required reliability.

The recently available development of reliability probabilistic techniques and the knowledge of the electric sector economic behavior may help the investments optimization. This study has developed a methodology for the aid in planning decision taking.

This methodology is based on the analysis of the installation costs and the corresponding probabilistic risk cost allowing the decision taking for the best reliability level recommended among different topologies.

Keywords: reliability, cost of risk, planning.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos e Contribuições da Dissertação	4
1.2	Caracterização do problema	6
1.3	Histórico dos Estudos de Confiabilidade	8
1.4	Estrutura da Dissertação	13
2	CONCEITOS BÁSICOS DE CONFIABILIDADE.....	15
2.1	Análise de Confiabilidade	17
2.1.1	Descrição do Sistema a Ser Analisado.....	18
2.1.2	Definição dos Componentes Estocásticos.....	18
2.1.3	Escolha da Modelagem dos Componentes	19
2.1.4	Escolha do Método de Cálculo	19
2.2	Modelo de Componentes	20
2.3	Modelo de Componentes Generalizado	22
2.4	Estrutura de Estudos.....	25
2.5	Índices de Confiabilidade	27
2.6	O Programa NH2	35
2.7	Resumo do Capítulo.....	38
3	GESTÃO DA CONFIABILIDADE EM EMPREENDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO	
	41	
3.1	Modelagem do Setor Energia-Economia	42
3.2	Modelo das Relações Energia-Economia.....	44

3.3	Modelo Básico Para Otimização de Investimentos	51
3.4	Avaliação do Risco.....	59
3.5	Resumo do Capítulo.....	63
4	CONFIABILIDADE APLICADA E ESTUDO DO CASO.....	66
4.1	Programa de Expansão e Cenários de Carga	68
4.2	Atendimento da Demanda.....	70
4.3	Superação de Instalações de Transformação	71
4.4	Implementação de Empreendimentos de Transformação.....	72
4.5	Índices de Confiabilidade Aplicados Ao Planejamento	74
4.6	Avaliação dos índices de confiabilidade na região de interesse	75
4.7	Avaliação do Custo e Desempenho de Empreendimentos de Transmissão....	79
4.7.1	Configuração A: uma linha de transmissão e um transformador 138/ 13,8kV	82
4.7.2	Configuração B: uma linha de transmissão e dois transformadores 138/ 13,8kV..	85
4.7.3	Configuração C: duas linhas de transmissão e dois transformadores 138/13,8kV	88
4.8	Modelo para Otimização dos Investimentos	92
4.9	Avaliação do Modelo com Alteração dos Cenários.....	106
4.10	Resumo do Capítulo.....	112
5	CONCLUSÃO	116
	BIBLIOGRAFIA.....	120
	ANEXOS.....	124

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Ilustração 2-1 – Níveis hierárquicos	26
Ilustração 2-2 – Exemplo de histórico operativo de uma linha de transmissão	28
Ilustração 2-3 – Suprimento e demanda de um sistema elétrico sob contingência	29
Ilustração 2-4 – Frequência das interrupções e variação da carga de um sistema.....	30
Ilustração 3-1 – Relações hierárquicas entre os setores da economia e energia elétrica.....	46
Ilustração 3-2 – Relação geral entre custo e confiabilidade	54
Ilustração 4-1 – Projeção da demanda na área de Distribuição.....	70
Ilustração 4-2 – Reserva de potência Instalada na área de Distribuição	71
Ilustração 4-3 – Mapa geoeletrico do sistema que atende Jaguariaíva.....	75
Ilustração 4-4 – Esquema unifilar Jaguariaíva – Arapoti (1LT e 1TR).....	84
Ilustração 4-5 – Esquema unifilar Jaguariaíva – Arapoti (1LT e 2TRs)	87
Ilustração 4-6 – Esquema unifilar Jaguariaíva – Arapoti (2LTs e 2TRs).....	90
Ilustração 4-7 – Comparação do montante de investimento.....	102
Ilustração 4-8 – Comparação do montante do custo do risco.....	103
Ilustração 4-9 – Montante total das configurações de atendimento para taxa de 4%.....	107
Ilustração 4-10 – Montante total das configurações de atendimento para taxa de 8%.....	109
Ilustração 4-11 – Montante total das configurações de atendimento para taxa de 12%....	111

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Classificação do desempenho por severidade	35
Tabela 4-1 – Demanda da área de Distribuição de Arapoti.....	69
Tabela 4-2 – Dados estocásticos considerados na análise.....	76
Tabela 4-3 – Valores de desempenho para SE Jaguariaíva.	78
Tabela 4-4 – Composição anual dos patamares de carga – 2006	80
Tabela 4-5 – Potência correspondente aos patamares de carga.....	81
Tabela 4-6 – Composição do custo de construção 1LT+1TR	82
Tabela 4-7 – Valores de desempenho – ampliação Jaguariaíva - Arapoti 1LT+1TR	83
Tabela 4-8 – Valor global da energia não suprida: 1LT+1TR	84
Tabela 4-9 – Composição do custo de construção 1LT+2TRs.....	85
Tabela 4-10 – Valores de desempenho – ampliação Jaguariaíva - Arapoti 1LT+2TRs.	86
Tabela 4-11 – Valor global da energia não suprida: 1LT+2TRs.....	88
Tabela 4-12– Composição do custo de construção 2LTs+2TRs.....	89
Tabela 4-13 – Valores de desempenho – ampliação Jaguariaíva - Arapoti 2LTs+2TRs	91
Tabela 4-14 – Valor global da energia não suprida: 2LT+2TR	92
Tabela 4-15 – Dados econômicos.....	94
Tabela 4-16 – Comparação do investimento anual equivalente e do custo do risco para a configuração 1LT+1TR	98
Tabela 4-17 – Comparação do investimento anual equivalente e do custo do risco para a configuração 1LT+2TRs.....	99
Tabela 4-18 – Comparação do investimento anual equivalente e do custo do risco para a configuração 2LTS+2TRs	100
Tabela 4-19 – Comparação final dos montantes de investimento e custo do risco para topologias.....	105
Tabela 4-20 – Montantes de investimento e custo do risco para taxa da 4%.....	108
Tabela 4-21 – Montantes de investimento e custo do risco para taxa da 8%.....	109
Tabela 4-22 – Montantes de investimento e custo do risco para taxa da 12%.....	110

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DPC	Duração de perda de carga (h/oc)
EENS	Expectância de Energia não suprida (MWh/ano)
EPC	Expectância de perda de carga (h/ano)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPNS	Expectância de potência não suprida (MW)
FPC	Frequência de perda de carga (oc/ano)
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica
PPC	Probabilidade de perda de carga (%)
SIN	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE SÍMBOLOS

c_i	corte de carga do evento i [MW];
d_i	duração do evento i [h];
f_i	freqüência do evento i [ano ⁻¹];
f_{int}	somatório das freqüências internas a um conjunto de estados;
i	um evento qualquer no sistema, caracterizado por um nível de carga, despacho dos geradores e topologia da rede;
p_i	probabilidade do evento i ;
PS	Ponta de Carga do sistema [MW];
β	conjunto de eventos que provocam problemas no sistema;
Δ	conjunto de eventos que provocam corte de carga no sistema;
λ_i	taxa de falha do evento i [ano ⁻¹];

1 INTRODUÇÃO

As bases da reforma no setor elétrico brasileiro foram lançadas com a aprovação da Lei de Concessão dos Serviços Públicos, em fevereiro de 1995, dando início às mudanças no setor elétrico consideradas necessárias para permitir o ingresso de recursos da iniciativa privada para proporcionar aumento da oferta de energia elétrica.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, foi instituída em dezembro de 1996, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal. Em outubro de 1997 a Agência foi reestruturada.

Adicionalmente, em 1998, foi criado o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) [29].

A missão do ONS é operar o Sistema Interligado Nacional – SIN, de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir a segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no país. A instituição reconhece, em suas ações estratégicas, que operar o sistema interligado nacional é um desafio que exige padrões de excelência cada vez mais elevados.

A transição de um modelo estatal no setor elétrico para um modelo competitivo, com maior número de agentes, vai a favor da defesa do interesse público [28]. Por um lado, as fontes de recursos estatais já se encontravam exauridas e se julgava necessário sua aplicação em setores que demandam intervenção direta e preponderante do Estado. Por outro lado, o setor privado dispende de recursos que poderiam ser aplicados em um setor altamente tecnológico e competitivo.

O consumo de energia elétrica no Brasil tem sido crescente há algumas décadas [29]. Para atendimento desse crescimento no consumo de energia, tem sido necessário um pesado investimento na infraestrutura para a expansão da oferta de energia e nos setores de transmissão e distribuição envolvendo, portanto, todos os segmentos do setor elétrico.

O agente regulador estabeleceu que a qualidade do atendimento aos consumidores deverá atingir requisitos pré-estabelecidos. O descumprimento dos índices de qualidade acordados acarreta penalidades que podem chegar a 2% da

receita anual do agente distribuidor, podendo mesmo implicar na perda da concessão do serviço público de distribuição de energia.

Adicionalmente, é cada vez maior o número de localidades que devem ser atendidas nos programas de inclusão social e de universalização do acesso à energia elétrica. Isso implica no atendimento de localidades mais distantes, geralmente com menor densidade de consumo, com conseqüente redução de competitividade ou perda da economia de escala.

O cenário que se apresenta para o setor elétrico é de um grande aumento da competição, necessidade de redução ou racionalização dos custos de instalação e operação, e necessidade de instalações com elevados índices de desempenho e continuidade.

O planejamento da expansão do sistema é tradicionalmente efetuado por critérios determinísticos, cuja principal característica é ter o nível de risco, inerente às configurações, fixado implicitamente, através da especificação de categorias de eventos, e do desempenho mínimo a ser exibido nas diversas situações, bem como das medidas corretivas aplicáveis em cada caso. Assim, os sistemas de transmissão são dimensionados de forma que contingências de elevada probabilidade de ocorrência (contingências simples ou $N - 1$) possam ser suportadas sem conseqüências para os consumidores, julgando-se anti-econômico um

dimensionamento para contingências de ordem superior, porém com chances remotas de ocorrência [16 e 30].

1.1 *Objetivos e Contribuições da Dissertação*

Tendo em vista as profundas alterações ocorridas na reestruturação e regulamentação do setor elétrico, comentadas na introdução deste capítulo, constata-se que é exigida uma crescente melhoria do resultado operacional dos agentes, de forma a se manterem competitivos.

O planejamento da expansão da Distribuição nos setores de 69 e 138kV nem sempre atende ao critério determinístico (N -1), podendo em algumas localidades haver instalações de conexão radial, onde uma falta no sistema pode comprometer toda uma área de atendimento. As companhias de Distribuição de energia elétrica procuram estabelecer programas para eliminação de alimentações radiais. Porém, o custo do risco de operação dos sistemas radiais nem sempre é explicitado.

Há ainda o caso de pequenas localidades, ou localidades em desenvolvimento, que demandam o atendimento em um nível de tensão superior, deixando de ser atendidas por tensão de subtransmissão e ingressando nos níveis mais elevados da Distribuição (69 ou 138kV). O atendimento a essas localidades é feito, em primeira instância, por sistemas radiais, tendo em vista um menor investimento inicial, ou seja,

o critério básico é o de menor investimento inicial e não o de custo do risco associado a essa topologia.

Há, portanto, uma grande oportunidade para o desenvolvimento e aplicação de metodologias para a análise de confiabilidade, sob a ótica probabilística, no planejamento da Distribuição.

Uma análise de desempenho pode ser efetuada através de avaliação de índices de confiabilidade para a comparação técnica e econômica de diferentes topologias possíveis para o atendimento dessas localidades.

Inicialmente é necessário valorar o custo econômico do risco probabilístico associado às diversas alternativas de topologia que podem ser recomendadas para atendimento de uma localidade e compor esse custo com o investimento associado à determinada topologia para se ter uma solução onde o custo total seja minimizado considerando os índices de confiabilidade.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia de planejamento da expansão da transmissão da distribuição, baseada em confiabilidade, que permita estabelecer programas de ampliação que minimize o custo total de risco probabilístico e de investimento de instalação da topologia a ser recomendada.

Para isso, utilizou-se como ferramenta computacional o programa NH2, adequado a avaliações probabilísticas de confiabilidade composta para sistemas

elétricos. Esse programa foi desenvolvido pelo CEPEL em parceria com grupos de estudo, universidades e empresas do setor elétrico.

Adicionalmente, acredita-se que o presente estudo pode auxiliar a compreensão e divulgação das potencialidades das técnicas probabilísticas, além de contribuir para o planejamento da expansão dos sistemas de distribuição baseados em confiabilidade com a otimização dos investimentos.

1.2 Caracterização do problema

Para atender a demanda de uma área de distribuição em desenvolvimento, o planejamento propõe a construção de uma instalação de transformação e respectiva conexão de transmissão.

Por questões de natureza econômica, a solução básica para atendimento a localidades emergentes ou distantes costuma ser radial, tendo em vista a menor densidade de carga.

O atendimento radial não satisfaz ao critério determinístico N -1, obrigando o agente distribuidor, quando da ocorrência de uma falha, a efetuar remanejamento de carga entre seus ramais de distribuição, o que pode comprometer a regulação e a ampacidade dos respectivos ramais, assim como, pode implicar em atendimento com

índices de desempenho inferiores aos pactuados resultando em sanções administrativas ou econômicas para o agente distribuidor.

Uma questão que se apresenta é saber qual o custo do risco probabilístico e o respectivo custo econômico de uma ampliação planejada para ser implementada de forma radial.

De um modo geral quando o planejamento propõe o atendimento considerando o menor investimento inicial fica implícito que o atendimento se fará com níveis de desempenho menores, representando maiores custos posteriores relativos à manutenção e interrupção de atendimento.

Há um conflito entre efetuar o menor investimento inicial possível e obter um elevado nível de desempenho.

Os estudos econômicos na área de energia têm demonstrado, e é igualmente intuitivo, que os custos de instalação crescem com o crescimento da confiabilidade. Por exemplo, o custo de atendimento a uma localidade com duas linhas de transmissão e dois transformadores abaixadores é muito maior que o atendimento radial com um transformador abaixador. Porém a instalação de maior investimento apresenta índices de confiabilidade mais elevados, o que também é intuitivo. A questão que se apresenta é até quanto é “econômico” aplicar o critério determinístico N -1.

Para equacionar este conflito é necessário analisar a topologia a ser proposta sob a ótica da confiabilidade. Estabelecer qual é a confiabilidade que resulta no menor valor composto pelo custo da instalação, que cresce com aumento da confiabilidade, e o custo de interrupção que decresce com o aumento de confiabilidade.

Outro aspecto importante do planejamento baseado em confiabilidade é o regulatório, pois a aplicação direta do critério de confiabilidade alta ($N - 1$) ou ($N - 1 - 1$) resulta em custos diretos maiores que acabam sendo repassados para as tarifas. O consumidor pode vir a arcar com maiores gastos para um serviço de fornecimento com qualidade superior ao necessário. O agente regulador pode estabelecer critérios de racionalização de investimentos baseados em confiabilidade de atendimento da Distribuição como apresentado neste estudo.

1.3 Histórico dos Estudos de Confiabilidade

Os sistemas elétricos de potência são os principais exemplos de sistemas onde é esperado um grau muito elevado de confiabilidade. Em alguns sistemas de potência, a duração média de interrupção que um consumidor presencia está entre 2 a 3 horas por ano [1 e 19], e pode ser muito inferior ainda em outras áreas. O índice acima representa uma disponibilidade no sistema de suprimento em aproximadamente 0,99975. Nessas áreas de suprimento os consumidores já se acostumaram a este elevado índice de continuidade e não irão conviver com índices inferiores. Um elevado

índice de confiabilidade é também absolutamente necessário para algumas instalações industriais. Por esses motivos a confiabilidade é, e sempre tem sido, um dos fatores mais importantes do planejamento, projeto, operação e manutenção dos sistemas elétricos de potência.

A confiabilidade de um sistema elétrico de potência tem sido definida como a probabilidade de prover aos usuários um serviço continuado de forma satisfatória [1, 2 e 19].

Os primeiros estudos de confiabilidade em sistemas de potência diziam respeito à avaliação da reserva de capacidade de geração. Algumas publicações já reconheciam, por volta de 1933, a necessidade de aplicação de técnicas probabilísticas.

Em termos históricos, os artigos que foram a base da avaliação da confiabilidade da capacidade de geração por técnicas probabilísticas, e que serviram como ponto de partida de outros bons trabalhos, podem ser divididos em três grupos.

O primeiro grupo é constituído pelos artigos publicados em 1947 por CALABRESE, LYMAN, SEELYE, LOANE e WATCHORN [1]. Esses trabalhos propuseram os conceitos básicos sob os quais os métodos usados até o presente momento estão estruturados. Esses métodos, com algumas modificações, são os atualmente conhecidos como “método da probabilidade de perda de carga” e “método da frequência e duração”.

Novos artigos foram surgindo a cada ano até que, em 1958, um segundo grupo de artigos foi publicado. Esse grupo de artigos modificou e estendeu os métodos propostos pelo grupo de artigos de 1947 e também introduziu uma metodologia mais sofisticada ao problema usando “técnicas de simulação” proposto por BALDWIN em 1959 [34].

Um novo método de frequência e duração para a avaliação da confiabilidade de geração foi introduzido em 1958 pela primeira vez por HALPERIN e ADLER. Entretanto a metodologia então apresentada foi de difícil implementação e os índices não foram utilizados de fato [32].

Os estudos foram sendo sistematizados e por volta de 1960 já haviam se tornado procedimento rotineiro em diversas concessionárias nos Estados Unidos [19]. Ao mesmo tempo foram efetuados esforços para expandir as investigações para os setores de Transmissão e Distribuição. Foram aplicadas técnicas analíticas mais complexas, tais como, a modelagem de sistemas de potência pelos processos de Markov. Os primeiros trabalhos incorporando esta técnica foram por volta de 1964.

Um terceiro grupo de artigos foi publicado por RINGLEE e WOOD no período de 1968 a 1971. Estas publicações estenderam a metodologia de frequência e duração pelo desenvolvimento de técnicas recursivas para a construção do modelo de geração e para a combinação com o modelo de carga, os quais facilitaram a implementação

computacional. Um histórico mais detalhado desses períodos podem ser obtidos em BILLINTON [1, 34, 35 e 36].

No Brasil, somente por volta de 1980 iniciou-se o processo de aplicação dos modelos de forma mais generalizada [2]. Isto foi viabilizado através do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e do Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI), grupos esses, naquela época, coordenados pela Eletrobrás. Esses grupos foram extintos após a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Atualmente os estudos de confiabilidade relativos ao setor elétrico são de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, instituída em março de 2004, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético. A EPE publicou, em junho de 2007, um boletim mensal de Monitoramento (base: abril de 2007), denominado Acompanhamento e Análise do Mercado de Energia Elétrica [24]. Assim como, publicou um Estudo de Confiabilidade do SIN em junho de 2007 [20]. Um histórico mais detalhado quanto a bibliografia dos estudos desses períodos publicados no Brasil podem ser obtidos em SCHILLING [2].

Quanto à confiabilidade no âmbito dos agentes de distribuição, a Portaria número 046 de 17 de abril de 1978 do DNAEE, então autoridade legal competente, resolveu estabelecer condições técnicas e de qualidade de serviços de energia elétrica [33]. Considerou ser imprescindível para a conceituação de serviço adequado, bem

como para subsidiar o planejamento das concessionárias de serviço público de eletricidade, a definição de valores máximos no tocante à quantidade e duração de interrupções de fornecimento de energia elétrica. Esta Portaria estabeleceu em seu Artigo 7º, por exemplo, que consumidores atendidos em tensão secundária de Distribuição e pertencentes a conjuntos com mais de 1000 consumidores, não situados em zona rural, em um ano não poderiam ter uma duração equivalente de interrupção superior a 100 horas por consumidor individualmente considerado, ou, 80 interrupções como frequência equivalente de interrupção por consumidor. Esses Valores deveriam ser apurados pelos próprios Concessionários e eram facilmente atingíveis em nível nacional.

Em 27 de janeiro de 2000 a ANEEL publicou a Resolução Normativa de número 24 [35] complementada pelas Resoluções 075/2003 e 177/2005, considerando a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições referentes à continuidade de distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e continuidade, definidas anteriormente na Portaria do DNAEE. Estabeleceu então em 2005 que as metas de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras deveriam ser estabelecidas em resolução específica, sendo redefinidos no ano correspondente à revisão periódica das tarifas. Cada agente de distribuição pactuou com o agente regulador a definição de seus conjuntos e a meta de continuidade para cada conjunto, deixando assim de existir uma tabela geral válida para todos os agentes.

1.4 Estrutura da Dissertação

Para atender ao objetivo de analisar a gestão de confiabilidade em empreendimentos de distribuição com enfoque sistêmico, o presente estudo foi estruturado como a seguir descrito.

O presente Capítulo 1 teve por objetivo ponderar o contexto do setor elétrico e seus elevados requisitos de desempenho. Foi apresentado um breve histórico da evolução dos estudos de confiabilidade.

O Capítulo 2 aborda os conceitos e definições básicas utilizadas nos estudos de confiabilidade. São apresentadas as etapas principais para a execução dos estudos, os modelos principais utilizados, a metodologia de cálculo e o programa computacional utilizado.

No Capítulo 3 é abordado o conceito de gestão econômica da confiabilidade. É apresentada a modelagem do setor de energia - economia onde é descrito o modelo de otimização dos investimentos baseado em confiabilidade para ser aplicado ao planejamento do setor de transmissão da Distribuição (tensões de 69 e 138kV). Neste capítulo é também apresentada uma proposta inédita de valoração do custo do risco probabilístico de corte de suprimento de energia. Assim como, é igualmente apresentada uma metodologia para cálculo dos custos de instalação e os custos do risco em base econômica semelhante, para permitir sua comparação e composição.

No Capítulo 4 é apresentado um estudo de caso, com a aplicação das metodologias até aqui abordadas. É apresentado um cenário de cargas de uma área de atendimento, a necessidade de investimento em infraestrutura para atendimento de uma demanda crescente. Para atendimento desta demanda é possível a aplicação de várias topologias de diferentes complexidades e custos distintos e crescentes de implementação. O custo econômico do risco probabilístico é calculado em função dos dados e práticas de estudos de confiabilidade. Finalmente, os custos de instalação e os custos do risco probabilístico são trazidos a bases semelhantes quando então é possível efetuar a sua análise e gestão de forma sistêmica.

No Capítulo 5 são descritas as principais conclusões e contribuições deste trabalho e também, propostas e recomendações para trabalhos futuros.

2 CONCEITOS BÁSICOS DE CONFIABILIDADE

Confiabilidade de sistemas de potência é o campo de estudo dentro da engenharia de sistemas de potência que trata da habilidade do sistema de potência em realizar sua função pretendida. Este conceito é abrangente e pode ser interpretado de várias maneiras diferentes, tais como, gerar e transmitir energia elétrica para fornecer aos consumidores o melhor serviço pela tarifa paga. Na prática, a confiabilidade de sistemas de potência consiste no desenvolvimento de métodos para prever de forma estatística o número e a duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica [1, 2, 3, 19 e 21].

O termo “prever” aqui empregado tem uma conotação diferente do seu uso habitual, visto que uma determinada técnica de análise aplicada para avaliação de confiabilidade não pode determinar quando, onde ou a duração exata de uma falha ou avaria no sistema de potência. Entretanto, o resultado do estudo de confiabilidade pode indicar que um determinado circuito ou região pode sofrer um certo número de interrupções durante um período determinado resultando em não fornecimento de um montante de energia.

No estudo de confiabilidade de sistemas de potência são utilizados freqüentemente três termos: falha, desligamento e interrupção. Esses termos no âmbito do estudo de confiabilidade de sistemas de potência têm sentido distinto do uso habitual.

O termo “falha” é aplicado para um sistema que não opera como desejado ou tinha sido projetado. Por exemplo, na falha do sistema de proteção em limpar uma falta e também na falha de um equipamento ou componente primário, implicando na falha de fornecimento de energia ao consumidor.

O termo “desligamento” significa a saída de um componente primário do sistema. Por exemplo, a saída de um transformador de potência ou de uma estação geradora. Uma falha não implica necessariamente em um desligamento. Um desligamento não está necessariamente associado a uma falha. Os desligamentos para intervenção programada são procedimentos típicos de manutenção preventiva. Entretanto a falha de um sistema de refrigeração de um transformador pode acelerar a programação de desligamento de transformador.

O termo “interrupção” significa a situação na qual o consumidor tem seu fornecimento de energia descontinuado devido a um ou mais desligamentos no sistema. Em avaliação de confiabilidade o termo interrupção é utilizado como conseqüência de um desligamento, ou um número de desligamentos coincidentes.

O termo “apagão” (*blackout*) é utilizado para uma longa interrupção abrangendo um grande número de consumidores. Aplicado, portanto, para uma falha que afete milhares de pessoas, uma grande metrópole ou uma parte importante de um país sendo afetado durante várias horas. As conseqüências públicas e políticas de um apagão são muito superiores às de uma interrupção normal.

2.1 Análise de Confiabilidade

O estudo de análise de confiabilidade como conceituado na seção anterior, fornece uma predição estocástica da frequência e duração das interrupções. Esses estudos consistem implicitamente ou explicitamente nas seguintes etapas [21]:

- Descrição do sistema de suprimento a ser analisado;
- Definição dos elementos estocásticos;
- Determinação de um modelo de estados;
- Determinação de um método de cálculo;
- Execução do cálculo e análise dos resultados.

2.1.1 Descrição do Sistema a Ser Analisado

O sistema a ser estudado deve ser adequadamente representado considerando suas partes preponderantes.

Tendo em vista que não é possível considerar todo o sistema elétrico com seus mínimos detalhes, somente as partes relevantes e significativas precisam ser consideradas.

Habitualmente são consideradas como critério de interrupção as funções primordiais, tais como, geração, transmissão e transformação, pois é para estas funções que estão recolhidos e tabulados os dados de desempenho.

2.1.2 Definição dos Componentes Estocásticos

O sistema físico é transformado em um sistema matemático equivalente que representa o comportamento estocástico como previamente estabelecido. O modelo a ser aplicado deve ser suficientemente detalhado para a obtenção de resultados precisos. Porém, devem ser suficientemente simples para permitir a obtenção de resultados com um tempo razoável.

2.1.3 Escolha da Modelagem dos Componentes

A maioria dos estudos de confiabilidade utiliza o modelo mais simples disponível. Utilizam o modelo que representa as funções principais em dois estados (disponível e indisponível) tendo em vista que resulta no menor esforço computacional sem comprometimento dos resultados. Em alguns casos, modelos mais detalhados devem ser considerados tendo em vista a particularidade dos equipamentos em estudo. A escolha de um modelo mais detalhado implica em um esforço computacional mais elevado e também da disponibilidade dos dados estocásticos para o mesmo.

Nos principais estudos efetuados, as funções de geração, transmissão e transformação são modeladas em dois estados: disponível e indisponível [2, 20 e 24].

Neste trabalho também foi utilizado o modelo de dois estados tendo em vista que os dados estocásticos estão assim disponíveis [15, 18 e 27].

2.1.4 Escolha do Método de Cálculo

O método de cálculo a ser utilizado depende do grau de detalhamento dos componentes. O equilíbrio entre precisão, velocidade e complexidade do método aplicado é quem rege a escolha do método de cálculo. Quando se efetua a escolha por modelos mais detalhados, de vários estágios dos componentes, o método de

cálculo recai habitualmente para a simulação de Monte-Carlo que se mostra o mais eficiente quando se aplicam modelos mais complexos [16 e 20].

Neste trabalho foi utilizado o programa computacional NH2 do CEPEL [23], tendo em vista que é utilizado pelas empresas de energia e pelos estudos recentemente publicados pela EPE [20]. O método de simulação aplicado foi o de enumeração visto que a área de interesse se restringe a uma pequena parte do sistema elétrico e os dados estocásticos disponíveis são de dois estados.

2.2 Modelo de Componentes

Para descrever o desempenho estocástico dos componentes normalmente são utilizados dois valores: a taxa de falhas e o tempo médio de reparo.

A taxa de falhas, λ , fornece a probabilidade média de que o componente venha a falhar em um período próximo de tempo. A expressão que corresponde a esse conceito é:

$$\lambda = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\text{Pr}(falha \text{ no período } \Delta t)}{\Delta t} \quad (2-1)$$

Onde:

λ Taxa de falhas;

Δt Período de tempo;

Pr Probabilidade de falha no período.

Para os componentes que representam as partes primárias do sistema de potência, que representa a maior parte dos elementos no estudo, o termo desligamento pode ser corretamente aplicado.

O tempo esperado até a falha, T , é o inverso da taxa de falhas:

$$T = 1/\lambda \quad (2-2)$$

A taxa de reparo μ é o inverso do tempo médio de reparo TMR:

$$\mu = 1/TMR \quad (2-3)$$

A disponibilidade do componente é a probabilidade de encontrar o equipamento no estado de operação, que é assim expressa:

$$P = T / (TMR + T) \quad (2-4)$$

Onde:

P Disponibilidade do componente;

T Expectativa de tempo até a falha;

TMR Tempo médio de reparo

De modo similar, a indisponibilidade Q é a probabilidade de que o componente se encontre no estado de falha, e é dado por:

$$Q = TMR / (TMR + T) \quad (2-5)$$

Onde:

Q Indisponibilidade do componente.

2.3 Modelo de Componentes Generalizado

Para a modelagem de componentes de forma mais generalizada é definida uma função de distribuição de probabilidade definida para o tempo que um determinado

componente permanece em um dado estado de funcionamento. Há, portanto, uma função de distribuição de probabilidade para o tempo de reparo (tempo que representa o estado de indisponibilidade da função) e, uma outra função de distribuição de probabilidade para o tempo de operação (tempo que representa o estado de disponibilidade da função).

A função de distribuição de probabilidade de funcionamento $F(t)$ é a probabilidade de que determinado componente falhe antes de atingir o tempo t de operação e é expresso da seguinte maneira:

$$F(t) = \Pr\{T \leq t\} \quad (2-6)$$

A função de densidade de distribuição é a derivada da função de distribuição de probabilidade e é expressa por:

$$f(t) = \frac{dF}{dt} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr\{t < T \leq t + \Delta t\}}{\Delta t} \quad (2-7)$$

Onde:

$f(t)$ Função densidade de probabilidade;

A função densidade de probabilidade é a medida que informa a probabilidade de que um componente venha a falhar em torno do tempo t . A taxa de falha $\lambda(t)$ é definida como sendo a probabilidade que o componente falhe logo após o tempo t e se assume que o componente não tenha falhado anteriormente. A taxa de falhas pode ser obtida por:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr\{T \leq t + \Delta t | T > t\}}{\Delta t} \quad (2-8)$$

A taxa de falhas pode ser calculada a partir da função densidade de probabilidade e da função de distribuição de probabilidade pela seguinte expressão:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad (2-9)$$

Onde:

$f(t)$ Função densidade de probabilidade;

$F(t)$ Função de distribuição de probabilidade

Este modelo básico de componentes é o mais comumente aplicado. É utilizada a distribuição exponencial negativa para o tempo até a falha e para o tempo de reparo [21].

2.4 Estrutura de Estudos

A composição do espaço probabilístico de estados tem extrema influência nos valores numéricos dos índices de confiabilidade. Por esse motivo, a definição do espaço de estados sobre o qual os índices são calculados é primordial [16 e 20].

Para ordenar os estudos de confiabilidade é proposta uma relação hierárquica entre os grandes blocos de interesse. Esses blocos são apresentados classicamente em níveis hierárquicos da seguinte forma para o estudo integrado [20] conforme Ilustração 2-1:

- Sistema energético – Nível hierárquico 0 – NH0;

- Geração – Nível hierárquico 1 – NH1;

- Transmissão – Nível hierárquico 2 – NH2;

- Distribuição – Nível hierárquico 3 – NH3.

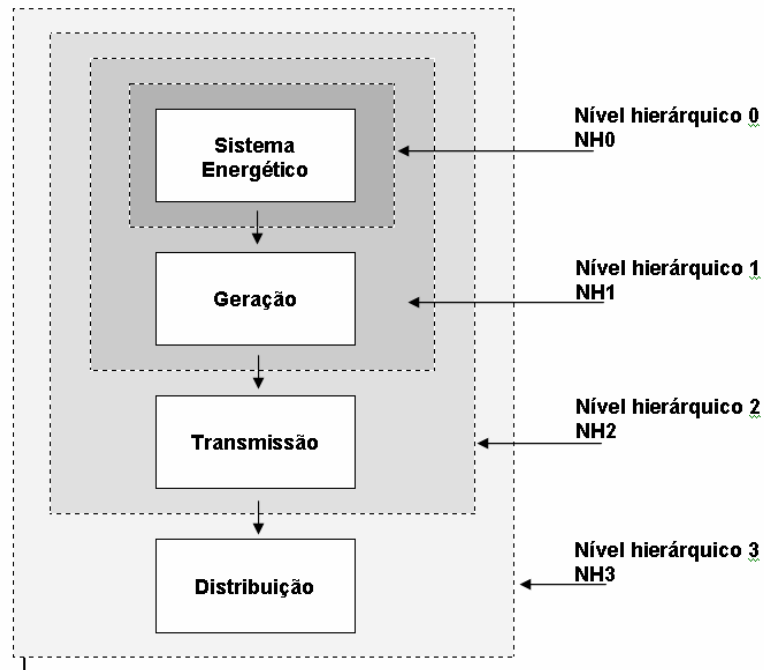


Ilustração 2-1 – Níveis hierárquicos

Os estudos de confiabilidade integrada concentram-se normalmente na geração e transmissão de grande porte, e é desconsiderada, normalmente, a confiabilidade dos componentes das subestações, dos sistemas de transmissão e distribuição.

Os componentes das subestações têm seu desempenho incorporado ao desempenho da função correspondente de geração, transmissão ou de transformação. Assim, o desempenho de um disjuntor de uma subestação compõe o índice da função em que está incorporado.

As dificuldades em se considerar a distribuição e a subtransmissão (NH3) nos estudos de confiabilidade devem-se, principalmente, à indisponibilidade de dados estocásticos confiáveis e ao não-entendimento das técnicas probabilísticas, suas

potencialidades e sistematização necessárias [16, 20 e 27]. O presente estudo tem por objetivo preencher uma dessas lacunas mediante a aplicação da análise de confiabilidade composta (integrada) para avaliar e propor um planejamento de expansão da transmissão da distribuição, setores de 69 e 138kV, otimizando os investimentos com base na confiabilidade da topologia.

2.5 Índices de Confiabilidade

Para viabilizar a quantificação na análise de confiabilidade de sistemas elétricos, é necessária a utilização de índices padronizados que permitem efetuar a diagnose do sistema sob estudo e testar as metodologias propostas.

Um equipamento ou uma função de transporte de energia pode ser encontrado em diversos estados operativos durante seu histórico de operação. Uma linha de transmissão, por exemplo, pode apresentar, ao longo de um período de observação, qualquer um dos três estados operativos: operação, indisponibilidade programada e indisponibilidade forçada. No exemplo mostrado na Ilustração 2-2, o equipamento foi submetido a uma indisponibilidade programada e a três períodos de indisponibilidade forçada, permanecendo em operação no restante de período de observação.

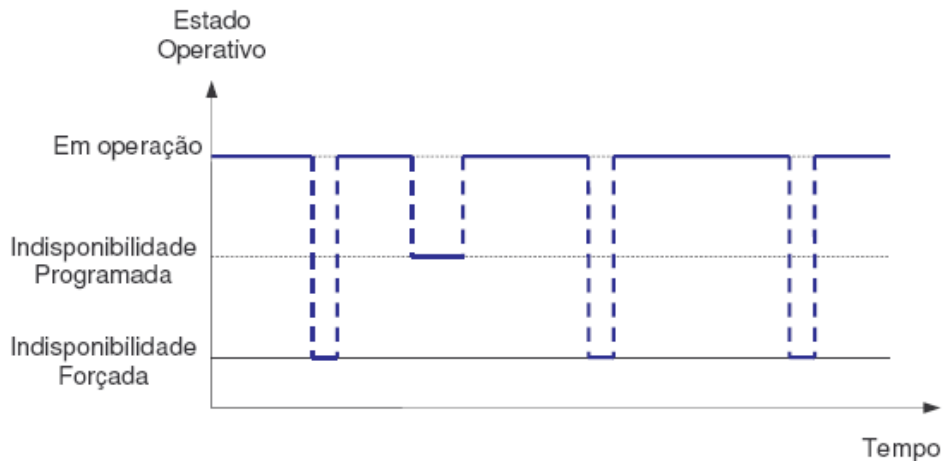


Ilustração 2-2 – Exemplo de histórico operativo de uma linha de transmissão

Os índices de confiabilidade possuem três parâmetros fundamentais [20 e 23]:

- freqüência de eventos;
- duração dos eventos;
- severidade dos eventos.

O cálculo de índices de confiabilidade em bases anuais requer a representação da evolução do sistema ao longo do tempo e essa representação envolve uma série de mudanças complexas na configuração elétrica em seus componentes, tais como, capacidade de geração e transmissão, condições ambientais e, em particular as cargas. A influência da variação da carga se dá, por um lado, através da magnitude do corte de carga, e, por outro, através dos valores de freqüência e duração média das interrupções de suprimento. Essa influência pode ser visualizada pela Ilustração 2-3 onde estão representados o limite de suprimento de carga de um sistema, sob

condição normal e sob contingência, e a variação da demanda ao longo de um período. Pode-se observar também que distintas contingências de mesma duração podem conduzir a diferentes durações de interrupção dependendo do nível e a taxa de variação de carga no momento da ocorrência.

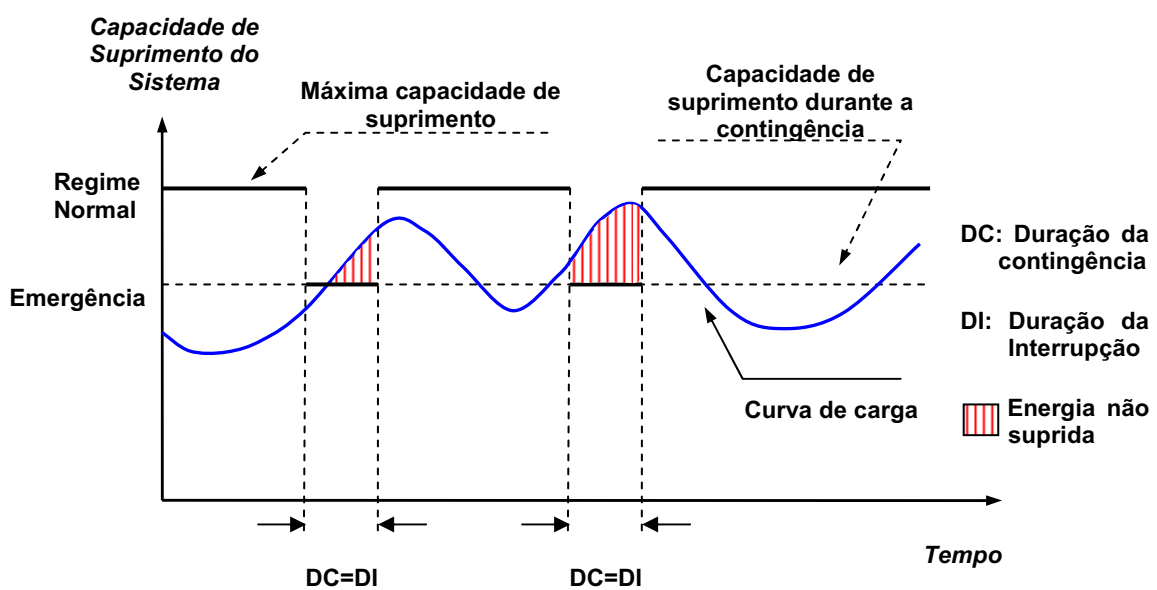


Ilustração 2-3 – Suprimento e demanda de um sistema elétrico sob contingência

De forma similar, a frequência de interrupções e a energia média não suprida por interrupção dependem não só da frequência, duração e gravidade das contingências, mas também, da frequência de variação da carga em relação à capacidade de suprimento dessa mesma carga sob contingência. A Ilustração 2-4 representa a questão com uma contingência de longa duração.

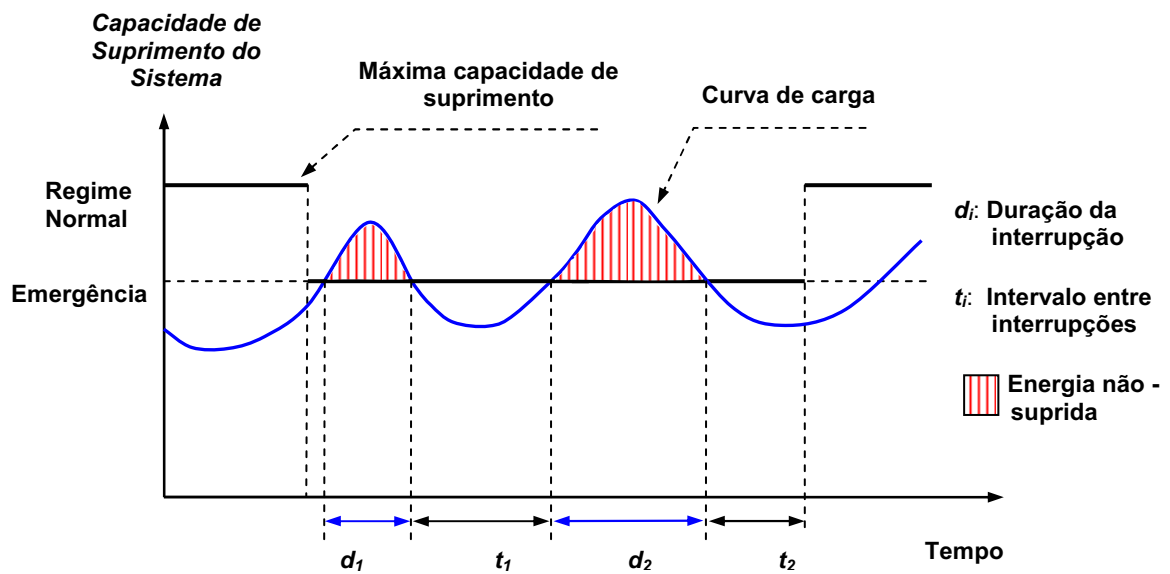


Ilustração 2-4 – Frequência das interrupções e variação da carga de um sistema

Os índices podem ser classificados ainda em dois tipos, de acordo com a maneira pela qual se mede a severidade dos eventos:

- índices de problema no sistema: calculados antes da atuação de medidas corretivas;

- índices de corte de carga: calculados após a atuação de medidas corretivas.

Para a definição dos índices de confiabilidade é utilizada a seguinte notação:

- i um evento qualquer no sistema, caracterizado por um nível de carga, despacho dos geradores e topologia da rede;
- p_i probabilidade do evento i ;
- f_i freqüência do evento i [ano^{-1}];
- λ_i taxa de falha do evento i [ano^{-1}];
- d_i duração do evento i [h];
- c_i corte de carga do evento i [MW];
- β conjunto de eventos que provocam problemas no sistema;
- Δ conjunto de eventos que provocam corte de carga no sistema;
- f_{int} somatório das freqüências internas a um conjunto de estados;
- PS ponta de carga do sistema [MW].

Os principais índices de problema no sistema e suas definições são os seguintes:

Probabilidade	$P = \sum_{i \in \beta} p_i$	[p. u.]	(2-10)
---------------	------------------------------	---------	---------------

Freqüência	$F = \sum_{i \in \beta} f_i - f_{int}$	[ano ⁻¹]	(2-11)
------------	--	----------------------	---------------

Duração média $DM = \frac{P}{F} \cdot 8760$ [h] **(2-12)**

Os principais índices de corte de carga no sistema são os seguintes [23]:

PPC - Probabilidade de Perda de Carga: reflete o percentual médio do tempo em que há corte de carga. É também conhecida como LOLP (*Loss of Load Probability*) é definida por:

$$PPC = \sum_{i \in \Delta} p_i \quad [\text{p.u.}] \quad \mathbf{(2-13)}$$

EPC - Expectância de Perda de Carga: é obtida pelo produto da PPC por 8760 e indica o número médio de horas do ano em que há corte de carga. É também conhecida como LOLE (*Loss of Load Expectation*), ou seja:

$$EPC = PPC \cdot 8760 \quad [\text{h/ano}] \quad \mathbf{(2-14)}$$

FPC - Frequência Média de Perda de Carga: quantifica o número médio de vezes no ano em que o sistema transita de um comportamento adequado (sem corte de carga) para um estado inadequado (com corte de carga). É também conhecida como LOLF (*Loss of Load Frequency*), dada por:

$$FPC = \sum_{i \in \Delta} f_i - f_i \cdot nt \quad [\text{Oc./ano}] \quad (2-15)$$

DPC - Duração Média de Perda de Carga: reflete a duração média do corte de carga no ano. É obtida pela divisão da EPC pela frequência FPC. É também conhecida como LOLD (*Loss of Load Duration*) e é expressa por:

$$DPC = \frac{EPC}{FPC} \quad [\text{h}] \quad (2-16)$$

EPNS - Expectância de Potência Não-Suprida: reflete o valor médio da potência ativa interrompida no ano, definida por:

$$EPNS = \sum_{i \in \Delta} p_i \cdot c_i \quad [\text{MW/ano}] \quad (2-17)$$

EENS - Expectância de Energia Não-Suprida: reflete a energia média anual interrompida no ano. É estimada a partir do valor da expectância da potência ativa não-suprida no período (EPNS), ou seja:

$$EENS = \sum_{i \in \Delta} f_i \cdot p_i \cdot c_i \quad [\text{MWh/ano}] \quad (2-18)$$

SEV - Severidade: exprime um tempo fictício de um distúrbio imaginário que seria necessário para acumular uma energia não-suprida exatamente equivalente àquela associada à perturbação caso a carga afetada fosse idêntica à ponta de carga do próprio sistema. A severidade é expressa em sistema-minuto ou simplesmente minuto, e é dada por:

$$SEV = \frac{EENS}{PS} \cdot 60 \quad [\text{min.}] \quad (2-19)$$

O índice de severidade é um dos mais importantes indicadores de risco probabilístico. É calculado pela divisão de um valor estimado de energia interrompida (MWh) por uma base de potência (MW) que geralmente é a ponta de carga do sistema, da área ou região em estudo. Sua classificação é apresentada na Tabela 2-1. O valor numérico é multiplicado por 60 para a conversão em minutos. O índice de severidade é um indicador normalizado que permite a comparação de sistemas de porte e naturezas distintas [16 e 20].

Tabela 2-1 – Classificação do desempenho por severidade

Classificação	Severidade “S” (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco
Grau2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condição operativa de risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério impacto para vários agentes ou consumidores
Grau 4	$S \geq 1000$	Muito Grave	Grande impacto para muitos agentes ou consumidores

Neste estudo foi utilizado mais amplamente o valor referente a Expectância de Energia Não-suprida (EENS) tendo em vista que é necessário valorar o custo da energia não suprida para efetuar uma avaliação econômica das topologias propostas para a expansão do sistema elétrico.

2.6 O Programa NH2

O programa NH2 do CEPEL [23] é destinado a avaliações probabilísticas de confiabilidade composta de sistemas elétricos de grande porte, sendo composto de métodos e modelos numéricos que garantem flexibilidade e eficiência em uma grande variedade de análises que abrangem: fluxo de potência, análise de uma contingência,

análise de uma lista de contingências, priorização de obras de transmissão e análise comparativa de casos de fluxo de potência.

O programa NH2 é o resultado de um longo e intensivo projeto de pesquisa, desenvolvido pelo CEPEL, em conjunto com a Eletrobrás, contando com a estreita cooperação de diversas empresas do setor elétrico a partir de especificações do Subgrupo de Confiabilidade (SGC/GCPS) em parceria com diversas universidades (PUC/RJ, UNICAMP, UFSC, UFG). Seu desenvolvimento teve início por volta do ano de 1984 [16, 20 e 23].

Atualmente o programa NH2 é utilizado em grande número de empresas no Brasil, sendo também o programa computacional adotado pela EPE nos Estudos Associados ao Plano Decenal de Energia [20, 23].

Para a avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos, o sistema NH2 permite a utilização de métodos de enumeração e de simulação Monte-Carlo. O procedimento básico consiste em gerar, a partir de um caso base de fluxo de potência, um conjunto de casos ou estados de contingência, com base nas estatísticas de falha dos equipamentos e no comportamento da carga.

A adequação de cada caso é avaliada, de modo a identificar violações operativas em componentes do sistema. As violações podem ser eliminadas por meio de métodos de otimização. O Programa NH2 dispõe de um fluxo de potência ótimo não linear de grande robustez, capaz de tratar sistemas com problemas de tensão.

A avaliação da adequação do sistema pode ser realizada por meio de modelos lineares (modelos DC) ou não lineares (modelos AC), tanto para o fluxo de potência convencional quanto para o fluxo de potência ótimo.

Os resultados das análises de adequação são tratados e classificados, o que permite efetuar um diagnóstico abrangente do sistema em estudo. Isso é possível devido ao fato de que os índices de desempenho são calculados para o sistema em conjunto com informações adicionalmente fornecidas, tais como, identificação e classificação dos casos mais severos, distribuição de probabilidades de variáveis selecionadas, estatísticas de violações por circuito e por barras, estatísticas de perdas por área.

O diagnóstico apresentado pelo programa refere-se a duas situações distintas: antes da atuação de medidas corretivas, associado a problemas no sistema, e após a atuação de medidas corretivas, associado à interrupção de carga. Os índices são desagregados nos níveis: Sistema, Área e Barramentos, e segundo os modos de falha: sobrecarga, violações de tensão, ilhamento e déficit de geração.

Tendo em vista as potencialidade e robustez do programa, é possível efetuar uma análise detalhada do sistema em estudo contando com recursos de otimização de fluxo de potência o que resulta em índices de confiabilidade mais realistas.

Nesse estudo foi utilizado o índice que fornece o valor da expectativa da Energia Não-suprida (EENS), pois é informação preponderante para a avaliação

econômica entre diferentes topologias possíveis para um plano de expansão, propósito principal deste trabalho.

2.7 *Resumo do Capítulo*

Neste capítulo foram apresentados os conceitos básicos necessários para efetuar os estudos de confiabilidade de sistemas elétricos de potência. Os estudos e modelagens apresentados abrangem as principais funções do sistema de transmissão e distribuição que são, geração, transmissão e transformação de energia elétrica.

A análise da confiabilidade de sistemas elétricos de potência tem por objetivo principal prever de forma estatística o número ou frequência e a duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Foi visto que os estudos de confiabilidade não podem determinar quando, aonde ou a duração exata de uma falha ou avaria no sistema elétrico. Os resultados dos estudos de confiabilidade podem indicar que um determinado circuito ou região pode sofrer um certo número de interrupções durante um determinado período resultando no não fornecimento de um montante de energia.

Para possibilitar o estudo e a análise de confiabilidade de um determinado setor do sistema elétrico é necessário seguir as seguintes etapas.

Na primeira etapa do estudo elabora-se a descrição detalhada do sistema elétrico de suprimento a ser estudado e analisado.

Na segunda etapa do estudo efetua-se a definição dos elementos e componentes estocásticos onde o sistema físico é transformado em um sistema matemático equivalente e que representa o comportamento estocástico como previamente estabelecido. A modelagem utilizada deve ser suficiente detalhada para a obtenção de resultados desejados. A maioria dos estudos de confiabilidade aplica o modelo que representa as funções do sistema em dois estados (disponível e indisponível), pois requer menor esforço computacional para seu cálculo sem comprometimento dos resultados, e, por outro lado, também são os modelos para os quais há dados estocásticos de coleta sistematizada disponíveis.

Na terceira etapa do estudo elege-se o método de cálculo (enumeração ou Monte Carlo). O método de cálculo recomendado para sistemas elétricos extensos com suas funções representadas por modelos complexos de vários estágios é o de Monte Carlo. No presente estudo foi aplicado o método de enumeração de estados tendo em vista que o objetivo é a análise de desempenho de uma determinada ampliação radial do sistema elétrico já existente. Para o cálculo dos índices de desempenho foi empregado o programa computacional NH2 do Cepel, atualmente utilizado por diversas companhias do setor elétrico e pela EPE [20].

Para a análise e estudos de confiabilidade são utilizados índices de confiabilidade padronizados, que possuem três parâmetros fundamentais: frequência, duração e severidade. Os índices são classificados em índices de problema no sistema e índices de corte de carga.

Os índices de problema no sistema são calculados antes da atuação de medidas corretivas. Os índices de corte de carga avaliam a necessidade de corte no fornecimento de energia mesmo após a atuação de medidas corretivas disponíveis.

Neste estudo foi utilizado mais seguidamente o índice de confiabilidade relacionado ao corte de carga que é expresso pela expectativa de energia não suprida EENS.

3 GESTÃO DA CONFIABILIDADE EM EMPREENDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

A sociedade atual requer crescentes quantidades de energia para múltiplos usos, seja para consumo residencial, comercial, industrial, agricultura e outros. Esta energia necessária deve ser provida por produtores comerciais e isso implica no consumo de recursos da natureza que vão se extinguir em médio prazo, tais como: petróleo, carvão, gás natural. Assim como requerem investimento em outras fontes renováveis de energia, tais como: hidrelétricas, biomassa, solar, geotérmica, eólica; tendo em vista a crescente preocupação com as questões de equilíbrio ambiental.

Estudiosos do setor energético observam que os preços da energia tiveram rápido crescimento desde os anos 70 e há clara indicação de que a era da energia barata e abundante já está superada. Ressaltam também que a energia elétrica é um forte fator de desenvolvimento e promoção social [1, 3, 4 e 9].

O custo do kilowatt irá se manter em crescimento. Isso se deve por várias razões: aumento do custo do carvão, gás, novas plantas nucleares, crise no setor de petróleo, redução da disponibilidade de fontes hidrelétricas exploráveis e redução da

possibilidade de obtenção de significativa economia de escala nas instalações. Isso se deve ao fato de que os sistemas de distribuição devem ser estendidos às regiões com baixa densidade de consumo, assim como, ao atendimento de pequenas vilas rurais incluídas nos programas de universalização de atendimento energético.

Como visto, os fatores acima levam a execução de empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia com custos mais elevados, assim como, atendimento com qualidade a regiões com menor densidade de consumo, implicando em uma infra-estrutura de atendimento com menor ganho de escala.

3.1 Modelagem do Setor Energia-Economia

Os grandes investimentos econômicos envolvidos na implementação de aproveitamentos energéticos e o crescente custo da energia têm ressaltado a necessidade por uma mais acurada eficiência econômica no setor energético [3 e 4].

Tem-se dado, tradicionalmente, maior ênfase em se prover maior eficiência técnica e financeira para a obtenção de empreendimentos mais baratos.

A operação otimizada de curto e médio prazo do sistema elétrico de potência interligado resulta em economia de escala demandando menores recursos para expansão dos sistemas.

Os esforços de eficientização, resultado de um mais acurado gerenciamento das concessionárias e da operação otimizada do sistema de potência interligado, estão concentrados em um setor que pode ser denominado como incluído no lado da oferta ou suprimento “*supply-side*” de uma equação suprimento-demanda “*supply-demand*”. Mais recentemente, economistas do setor de energia concentraram esforços em obter objetivos de eficiência econômica em um contexto mais abrangente. Estes desenvolvimentos, no contexto internacional, têm tido crescentes e significativos efeitos no lado da demanda “*demand-side*”, principalmente pela aplicação de políticas tarifárias apropriadas baseadas em princípios tais como: custo de oportunidade de capital, taxa marginal de emprego e o custo marginal de oportunidade das diversas fontes de energia, princípios esses denominados preços-sombra “*shadow-prices*”.

Na prática, resultados importantes podem ser obtidos a partir de modelo e hipóteses que atendam a alguns princípios básicos preconizados por [3, 9]:

- os objetivos nacionais e empresariais devem ser bem definidos;
- os modelos estratégicos devem definir e quantificar as relações técnico-econômicas mais importantes internas ao setor elétrico;
- as restrições sociais e políticas de difícil quantificação devem ser sistematizadas e explicitamente consideradas;

- os resultados da análise devem ser facilmente traduzíveis em cursos de ações e a metodologia deve ser de fácil aplicação.

3.2 Modelo das Relações Energia-Economia

Os sistemas de energia, por mais complexos e extensos que sejam, sempre podem ser considerados como um subsistema, dentro de um sistema energético global, o qual, por sua vez é uma parcela da estrutura econômica e social de um estado [3].

Faz-se necessário, portanto, estabelecer uma estrutura de referência mais ampla para o planejamento de formas a contemplar não só as inter-relações dos sistemas de energia elétrica, mas, considerando também, as relações entre o setor elétrico e os demais setores da economia. Essas relações denominadas *externas* ou inter-setoriais, devem ser devidamente entendidas e adequadamente integradas, explícita ou implicitamente, nos métodos e modelos de planejamento do setor elétrico, principalmente quando se trata de planejar e otimizar um sistema elétrico em um ambiente competitivo com cenário de incertezas.

Para cumprir esse objetivo, faz-se necessário, inicialmente, estabelecer uma estrutura hierárquica que expresse, em termos amplos, os vínculos entre o setor elétrico e os demais setores da economia, bem como os principais elementos da política de gestão do setor elétrico. Posteriormente, faz-se necessário detalhar as relações intersetoriais, explicitando-se os parâmetros de fronteira, ou seja, as

grandezas físicas e econômicas que ligam o sistema elétrico ao sistema energético-econômico global. Conclui-se com uma síntese dos principais condicionantes da expansão e da exploração de um sistema elétrico à luz das análises efetuadas.

Como visto, o planejamento e otimização dos sistemas de energia elétrica requerem o estabelecimento de uma estrutura que permita a abordagem integrada e sistêmica dos fatores intervenientes. Para tanto, é necessário aprofundar-se na análise das interfaces do sistema elétrico.

Para possibilitar a análise das interfaces do sistema elétrico, formula-se uma estrutura conceitual, conforme Ilustração 3-1, adequada à análise integrada dos sistemas de energia elétrica que considera as relações entre demanda e consumo de energia elétrica, entre recursos energéticos e recursos econômicos, bem como os instrumentos e políticas decorrentes [3].

Os elementos da estrutura apresentada na ilustração 3.1 foram desenvolvidos ao longo dos últimos trinta anos, os quais, sintetizados de forma coerente, formam um poderoso instrumento para a análise e o entendimento dos paradigmas e modelos adequados à determinação das políticas viáveis para investimento e otimização no setor de energia elétrica [9].

A abordagem adotada enfatiza o enfoque *país*, no qual recursos escassos devem ser utilizados de forma a maximizar os benefícios líquidos do consumo de

eletricidade para a sociedade como um todo, considerando as diversas restrições relevantes.

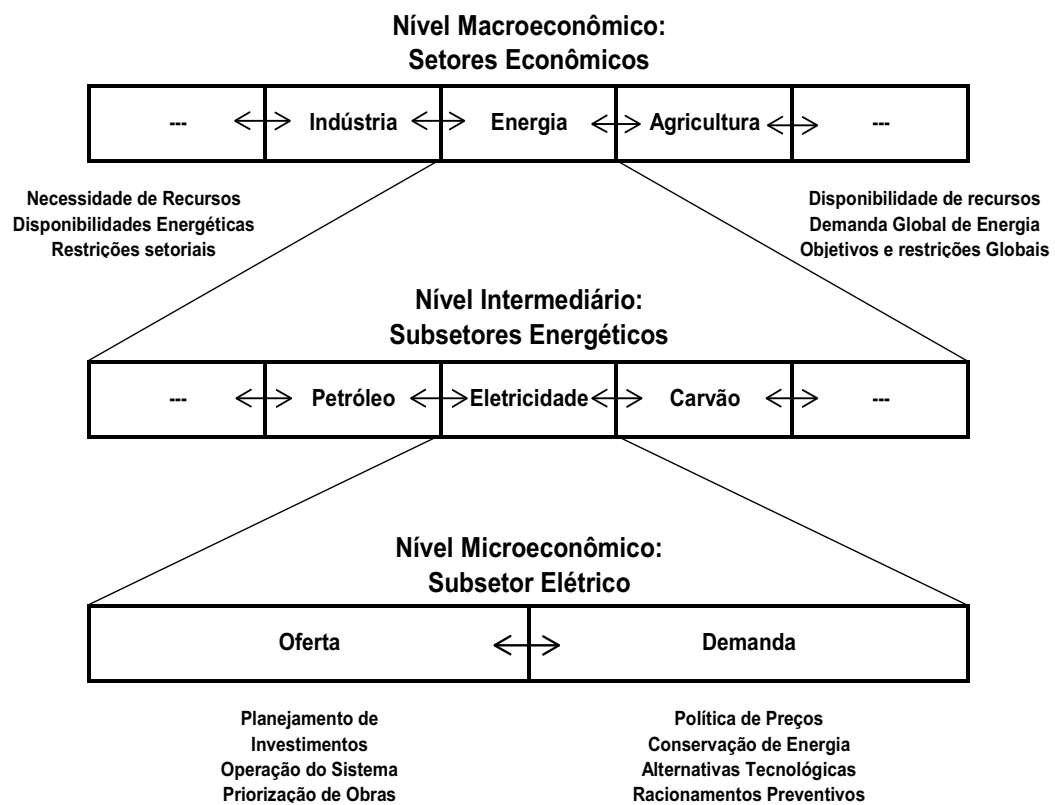


Ilustração 3-1 – Relações hierárquicas entre os setores da economia e energia elétrica

Essa estrutura conceitual facilita o entendimento das relações entre o setor elétrico, o setor de energia como um todo e o resto da economia [9]. Este procedimento é fundamental para o posterior aperfeiçoamento dos modelos

específicos utilizados na análise e otimização dos sistemas elétricos, principalmente no que envolvem políticas de administração de demanda [3].

Em termos gerais, e conforme mostrado no diagrama hierárquico da Ilustração 3-1, o setor elétrico pode ser visto como um segmento do setor de energia, o qual, por sua vez é uma parte da macroeconomia. Em decorrência, a modelagem eficaz dos sistemas de energia exige uma cuidadosa análise em três níveis.

Nesse contexto a formulação e o desenvolvimento da política energética global da energia elétrica em particular exige uma análise das relações entre o setor energético e o restante da economia. Essas relações incluem, por um lado, os insumos de setor energético, tais como capital, trabalho e matérias primas, e por outro lado, os energéticos fornecidos na forma de eletricidade, derivados de petróleo, carvão, gás, metanol, entre outros. Além disso, têm-se os impactos econômicos das políticas de abastecimento e de preços de energéticos, definidos em função dos objetivos nacionais.

Num segundo nível hierárquico, o setor de energia como entidade compreende subsetores tais como a eletricidade, o petróleo e seus derivados, carvão, gás, lenha e outros. Essa categorização permite a análise detalhada do setor energético, com ênfase nas iterações entre os subsetores energéticos e na resolução de eventuais conflitos entre as diferenças políticas neste nível, como, por exemplo, a competição entre óleo, carvão e gás para a geração de eletricidade, entre lenha para aquecimento

doméstico e madeira para a produção de etanol, entre carvão para termoeletricidade e carvão para uso metalúrgico, e assim por diante.

O terceiro e mais desagregado nível hierárquico diz respeito ao planejamento dentro de cada um dos subsetores energéticos. Aqui se insere o subsetor de energia elétrica, na determinação de seus programas de investimentos em longo prazo, de sua política de preços e dos níveis de confiabilidade adequados às várias categorias de consumidores e regiões geográficas. Embora a energia elétrica tenha sido definida um subsetor do setor de energia elétrica, será referenciada, no restante do trabalho como *setor elétrico*, seguindo a nomenclatura habitual no Brasil.

A Administração da energia é uma parte essencial da administração do desenvolvimento econômico nacional, devendo as políticas pertinentes ser formuladas e implementadas em perfeita sintonia com o conjunto dos recursos econômicos.

De fato, o caráter estratégico do setor elétrico foi ressaltado com o advento de crise de energia, não apenas pelo caráter essencial da energia, mas também por ter constituído em muitos países, um setor dinâmico da economia, impulsionando-a em épocas de crise. Esse efeito é tanto maior quanto maior for a integração do setor elétrico com o resto da economia.

De uma maneira geral, o setor elétrico tem como objetivo atender às necessidades de energia elétrica do país compatibilizando qualidade de serviço e

preços, de acordo com as condições requeridas pelos consumidores, e de modo a contribuir para o desenvolvimento do país.

A administração do setor energia elétrica e, em consequência, seu planejamento, pode ser conceitualmente dividido em gerenciamento da demanda (*Demand Side Management*) e planejamento da oferta (*Supply Side Planning*). Embora cada uma dessas áreas compreenda uma gama de aspectos interrelacionados, as principais decisões no âmbito das empresas de energia elétrica estão relacionadas aos investimentos, pelo lado da oferta, e aos preços, pelo lado da demanda.

O gerenciamento da energia é um aparte essencial do gerenciamento da economia nacional e deve ser conduzido em estreita coordenação com este último. É importante observar, no entanto que a falta de dados, de tempo e de recursos dificultam, ou mesmo impedem, na maior parte dos países, o uso de um modelo macroeconômico completo para tornar decisões na área energética ou no setor elétrico.

Não obstante, a abordagem integrada é importante como conceito na medida em que os preços-sombra (*shadow prices*) de diversos recursos, energéticos ou não, podem ser avaliados pela variação do consumo ou do produto interno agregado a nível nacional em relação a uma pequena variação na disponibilidade de cada recurso [9].

Na prática, portanto, a abordagem sistêmica postulada na ilustração 3.1 pode ser utilizada indiretamente, considerando-se as ligações relevantes e os fluxos de recursos entre os setores energéticos e os demais agentes da economia sejam seletivamente identificados e analisados, usando os preços sombra convenientes, tais como o custo de oportunidade de capital, a taxa marginal de emprego, e o custo marginal de oportunidade das diversas fontes de energia [9]. Na prática, portanto, resultados importantes podem ser obtidos a partir de modelos e hipóteses relativamente simples, desde que se atendam a alguns requisitos básicos, enunciados a seguir [9]:

- Os objetivos nacionais e empresariais devem ser bem definidos;
- Os modelos estratégicos devem definir e quantificar, explicitamente, tanto as relações técnico-econômicas mais importantes ao setor elétrico quando as relações entre o setor elétrico e os demais setores econômicos sociais;
- As restrições sociais e políticas de difícil quantificação devem ser sistematizadas e explicitamente consideradas;
- Os resultados da análise devem ser facilmente traduzíveis em cursos de ação e a metodologia deve ser de fácil aplicação, mesmo quando há escassez de dados.

3.3 Modelo Básico Para Otimização de Investimentos

A metodologia a ser apresentada descreve um modelo para estabelecer níveis ótimos de investimento ou de confiabilidade para aplicação em sistemas de potência.

É demonstrado que esta metodologia, onde o nível de confiabilidade é uma variável a ser otimizada, supera o conceito tradicional de planejamento baseado nos custos de investimento para atendimento da demanda com um pré-determinado nível de confiabilidade.

Esta metodologia que vamos descrever é considerada estática, de um só período, determinística, e considera algumas simplificações, porém, que não afetam os principais resultados decorrentes [9].

A essência deste método de otimização é que a confiabilidade ou qualidade de fornecimento, R , deve ser tratada como uma variável generalizada, ou seja, uma variável a ser otimizada.

Alterações na variável R têm várias e importantes conseqüências econômicas. Inicialmente, quando a qualidade do serviço de suprimento (R) cresce, crescem também os custos de construção, operação e manutenção do sistema (SC).

Por outro lado, se a confiabilidade (R) cresce, os custos relacionados com falta de energia e suas inconveniências sofridas pelos consumidores (OC) irão diminuir.

A demanda por energia elétrica na área de serviço de uma concessionária é função das seguintes variáveis genericamente expressa por:

$$D = (p, R, Y, Z)$$

Onde:

p é o preço da energia por unidade;

R é a confiabilidade ou qualidade de serviço;

Y é uma variável que captura o nível da atividade econômica;

Z vetor de variáveis explanatórias relevantes;

Nesse contexto se assume que Y e Z são dados exógenos.

A receita líquida (NB) relativa ao consumo de energia elétrica pode ser escrita:

$$NB(D, R) = TB(D) - SC(D, R) - OC(D, R) \quad (3-1)$$

Onde:

NB Receita Líquida (*Net Benefit*);

TB Receita Total (*Total Benefit*);

- SC Custos da Infra-estrutura (*Supply Costs*);
- OC Custos de Interrupção (*Outage Costs*);
- D Demanda;
- R Confiabilidade (*Reliability*).

Considerando um período breve de análise, as alterações na confiabilidade não afetam significativamente as tarifas, que até podem estar fixas.

Considerando apenas variação em R, a condição necessária de primeira ordem para obter a maximização do receita líquida (NB) é dado por:

$$\frac{dNB}{dR} = -\frac{\partial(SC + OC)}{\partial R} + \frac{\partial(TB - SC - OC)}{\partial D} \cdot \frac{\partial D}{\partial R} = 0 \quad (3.2)$$

Tendo em vista que em um período breve, não há significativa alteração no perfil da demanda em função da alteração da confiabilidade, pode-se assumir que:

$$\frac{\partial D}{\partial R} = 0 \quad (3.3)$$

Resulta que o ponto de confiabilidade ótimo é obtido mediante a Equação 3.4.

$$\frac{\partial(SC)}{\partial R} = -\frac{\partial(OC)}{\partial R} \quad (3.4)$$

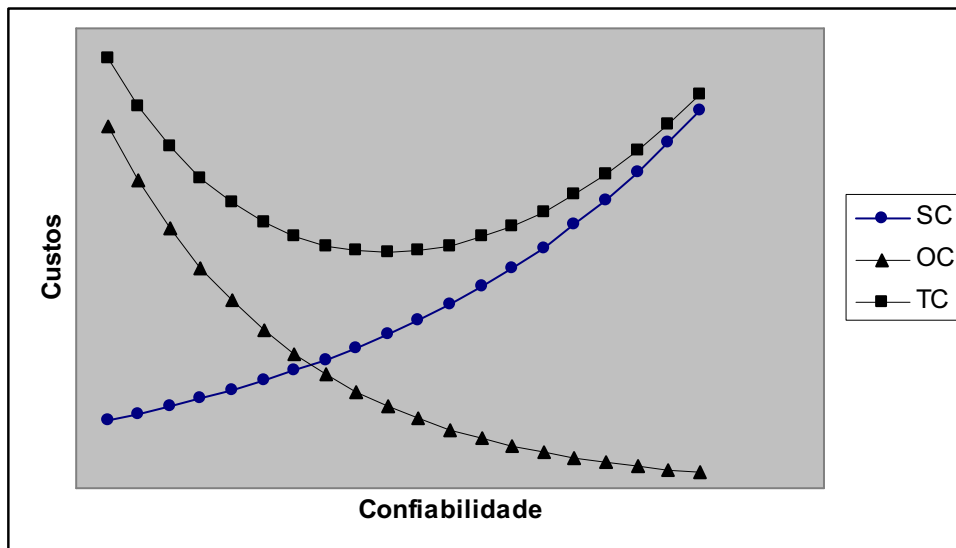


Ilustração 3-2 – Relação geral entre custo e confiabilidade

Como descrito anteriormente, a confiabilidade deve ser aumentada pelo incremento na infra-estrutura para atendimento de uma determinada demanda, até que a condição de otimização determinada pela Equação 3.4 acima seja satisfeita.

Quando a confiabilidade cresce, os custos relacionados com a falta de energia decrescem conforme visto na Ilustração 3-2. Entretanto os custos de infra-estrutura para suprimento crescem muito rapidamente. A confiabilidade atingirá o seu valor otimizado quando a derivada de primeira ordem da curva de custo de infra-estrutura (SC) é igual ao negativo da derivada de primeira ordem da curva dos custos relativo à falta de energia (OC).

Uma forma alternativa de expressar o resultado acima é o seguinte: levando em consideração que a Receita Total (TB) é independente da Confiabilidade R, então a Receita Líquida (NB) é maximizada quando o somatório dos custos totais (TC) é minimizado.

$$TC = SC + OC \quad (3.5)$$

Onde:

TC Custos Totais;

SC Custos da Infra-estrutura (*Supply Costs*);

OC Custos de Interrupção (*Outage Costs*).

Esse critério acima descrito é efetivamente o critério que supera a regra tradicional de planejamento de expansão dos sistemas de energia baseada no atendimento à demanda mediante o investimento mínimo na infra-estrutura [3, 4, 5, e 9].

Como visto anteriormente, um dos elementos primordiais para a determinação econômica do ponto ótimo de confiabilidade para uma instalação ou sistema está relacionado ao conhecimento e controle dos custos relativos à falta de atendimento à demanda. Portanto, deve-se dar ênfase a um modelo matemático que contemple o custo relativo ao risco de corte de carga no sistema ou ampliação do sistema em estudo.

É, portanto, necessário quantificar e valorar o risco estatístico de falta de fornecimento energia. E, igualmente, efetuar uma avaliação econômica dos investimentos associados à topologia a ser implementada e para a qual foi calculado o respectivo índice de risco estatístico.

O valor econômico associado ao suprimento de energia elétrica está estreitamente ligado à qualidade deste suprimento. A indústria de energia elétrica envolve a cooperação e iteração entre usuários, fabricantes de equipamentos, concessionárias e centros de pesquisa, buscando construir, operar e manter sistemas elétricos que atendam às exigências da sociedade [31].

A qualidade no fornecimento da energia elétrica é função dos seguintes atributos

[31]:

- Disponibilidade de energia, que é função da continuidade do fornecimento;

- Conformidade, que é o suprimento de energia dentro de seus limites pré-estabelecidos, com um mínimo de flutuações e de harmônicos;

- Restaurabilidade, que é a capacidade dos sistemas de energia elétrica de rapidamente restaurar o fornecimento, minimizando os tempos não operativos.

- Flexibilidade, que é acomodação do sistema a mudanças, planejadas ou acidentais, em sua estrutura topológica e oriundas da inserção ou retiradas de elementos mediante manobras na rede elétrica.

O valor econômico da qualidade de suprimento de energia elétrica não é fácil de definir ou quantificar, tendo em vista os aspectos públicos e sociais das empresas de suprimento e consumidores de energia elétrica. Uma vez que a eletricidade é insumo básico nos processos de produção das nações modernas é razoável medir o custo econômico associado a baixos níveis de qualidade de suprimento pelos seus efeitos sobre os vários segmentos atingidos.

Os custos associados à interrupção no fornecimento serão diretos quando ocorrem durante ou seguindo-se a uma falha no abastecimento de energia e, serão indiretos, quando forem ocasionados pela 'expectativa' de falha no suprimento.

Neste último caso, os consumidores se antecipam e mudam as estatísticas de consumo, hábitos e procedimentos, ou então, adquirem equipamentos para fazer frente à interrupção no fornecimento, mediante a compra, por exemplo, de gerador autônomo de energia, estabilizador ou *no-breake*.

No setor industrial, a falta de energia provoca custos adicionais tendo em vista danos que os maquinários ou instalações podem sofrer, danos quanto à conservação da matéria prima ou produto acabado, custo para reinício de produção, perdas diretas de produção devido a ciclos produtivos que não se completaram inclusive exigindo aplicação de mão de obra extraordinária para atendimento de compromissos, assim como outros custos, como a aquisição adicional de equipamentos de segurança ou emergência.

Normalmente, para fins de quantificação de custos de interrupção, os consumidores são agregados em grupos, quais sejam, residencial, industrial e comercial. No Brasil, pesquisas recentes [17], indicam valores entre 1,01 a 1,33 US\$/kWh para o setor residencial, 0,75 a 2,75 US\$/kWh para o segmento industrial e 1,00 a 5,5 US\$/kWh para o consumidor comercial, valores esses em função do tempo máximo da interrupção.

Os custos de interrupção, por segmento de consumidores, foram apresentados em [17], como uma equação de regressão correspondente, do tipo $C=a.t^b$, com a e b sendo parâmetros de ajustes fornecidos por tabelas no artigo apresentado.

3.4 Avaliação do Risco

Para avaliação do risco estatístico é necessária a modelagem dos principais componentes ou funções dos sistemas de energia, tais como, geradores, linhas de transmissão, transformadores e a carga prevista.

Cada componente ou função do sistema é modelado considerando sua taxa de falhas (λ) e a sua taxa de reparo (μ). Para valoração do índice de risco estatístico da falta de energia, foi utilizado o programa computacional NH2 do Cepel [23], que fornece o valor da Expectância da Energia não Suprida (EENS). Os índices de falha e reparo foram obtidos dos trabalhos efetuados para o sistema brasileiro e na configuração topológica recentemente estudada para o Estado do Paraná [16], relativo ao Plano de Ampliação e Reforços (PAR) para o ano de 2007 [25].

O custo unitário de interrupção associado à falta de energia, para esse trabalho, foi tomado do estudo efetuado para o mercado brasileiro apresentado em [17]. Conceitualmente, o custo total associado à falta de energia é o produto entre o custo

unitário de interrupção e o valor obtido pelo índice de Expectância de Energia não Suprida (EENS) para a topologia em estudo.

Para uma comparação entre as diversas topologias que podem atender uma determinada demanda, é necessário conhecer o fluxo de caixa de investimento anual relativo ao investimento necessário.

O valor do fluxo de caixa do investimento anual é estimado utilizando o fator de retorno de capital [12], [13]:

$$IA = V.FRC \quad (3.6)$$

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3.7)$$

Onde, IA é o investimento anual ou capital anual equivalente, V é o investimento total necessário no ano base de referência, FRC é o fator de retorno de capital, i é a taxa de juros e n é o tempo total (em anos) de amortização do investimento total, V.

Após a determinação do valor do investimento anual resultante que corresponde ao investimento total requerido e da determinação do custo do risco associado à topologia do sistema em estudo, é necessário trazer esses dois valores para uma mesma base de comparação. É necessário, então, calcular o valor presente dos dois fluxos de caixa do período de planejamento, que é estipulado em dez anos [22].

Para o cálculo do valor presente, é utilizada a seguinte expressão:

$$VPR = \sum_{j=1}^m \frac{IA_j}{(1+i)^{j-1}} \quad (3.8)$$

Onde:

VPR é o valor presente;

IA_j é o investimento anual ou o custo anual do risco no ano j;

i é a taxa de juros considerada, e m é o número de anos considerados no planejamento do sistema.

Para ser possível a avaliação final quanto à alternativa topológica que atenda de forma otimizada a demanda da região de distribuição em estudo, deve ser comparado, a valor presente, o montante de investimento (VPR_INV) acrescido do montante do custo do risco (VPR_CRI) das alternativas de atendimento postuladas, obtendo-se assim o Valor Presente Total:

$$VPR_TOT = VPR_INV + VPR_CRI \quad (3.9)$$

Onde:

VPR_TOT Valor Presente Total do período de planejamento;

VPR_INV Valor Presente Total de investimento do período de planejamento, obtido pela Equação 3.8;

VPR_CRI Valor Presente Total do custo do risco do período de planejamento, obtido pela Equação 3.8.

3.5 *Resumo do Capítulo*

No presente capítulo foi verificado que há uma crescente necessidade de produção e suprimento de energia elétrica para uso em múltiplas aplicações. A produção de energia habitualmente implica em consumo de recursos da natureza que podem se extinguir em médio ou curto prazo.

O custo da energia elétrica deve se manter em crescimento devido ao aumento do custo dos insumos energéticos, mudanças na matriz energética e também devido a redução de disponibilidade de aproveitamentos hidrelétricas com significativa economia de escala, sendo necessário a construção de usinas menores, em maior número e o atendimento a legislações ambientais e sociais mais rigorosas.

Tendo em vista o montante dos investimentos envolvidos nos aproveitamentos energéticos e o crescente custo da energia, torna-se necessário uma mais acurada eficiência no setor elétrico. Tradicionalmente tem-se dado mais ênfase em prover maior eficiência técnica e financeira para a obtenção de empreendimentos mais baratos. Ganhos com economia de escala para a expansão e operação otimizadas dos sistemas elétricos, resultando esses esforços em um mais acurado gerenciamento das concessionárias.

Esses esforços de efficientização estão habitualmente concentrados no setor da oferta, ou suprimento de energia, também denominado “*supply-side*”, que é um lado da equação suprimento-demanda “*supply-demand*”. Mais recentemente, os agentes

dos setores energéticos concentram esforços em obter objetivos de eficiência econômica em um contexto mais abrangente e que envolve a consideração dos efeitos do lado da demanda "*demand-side*", principalmente mediante a aplicação de políticas tarifárias apropriadas baseadas em custo de oportunidade de capital, taxa marginal de emprego e custo marginal das diversas fontes de energia disponíveis. Princípios esses denominados preços-sombra "*shadow-prices*".

Para possibilitar uma análise mais aprofundada enfatizando uma abordagem integrada e sistêmica para o planejamento e otimização dos recursos energéticos foi formulada, há mais de 30 anos [4], uma estrutura conceitual que representa as relações hierárquicas entre os setores da economia e energia elétrica abordando de forma sistêmica as ligações relevantes e os fluxos de recursos entre os setores energéticos e os demais agentes econômicos permitindo que sejam seletivamente identificados e analisados. Em um segundo nível, apresenta o setor de energia como entidade que compreende subsetores tais como a eletricidade, o petróleo, o gás e outros, permitindo a análise detalhada do setor energético com ênfase nas iterações entre os subsetores como, por exemplo, a competição entre energéticos para a geração de eletricidade. O terceiro e mais desagregado nível hierárquico, diz respeito ao planejamento dentro de cada um dos subsetores energéticos onde se insere o subsetor de energia elétrica e podem ser analisados os investimentos, as políticas de preços e os níveis de confiabilidade adequado às várias categorias de consumidores e regiões geográficas. Esse planejamento pode ser conceitualmente dividido em

gerenciamento da demanda “*demand side management*” e planejamento da oferta “*supply side planning*” [3].

Neste trabalho é apresentado um modelo para estabelecer níveis ótimos de investimento ou de confiabilidade para aplicação em sistemas de potência. Essa metodologia consiste em transformar a confiabilidade em uma variável generalizada a ser otimizada. É demonstrado que esta metodologia supera o conceito tradicional de planejamento baseado na minimização dos investimentos para atendimento da demanda com um pré-determinado nível de confiabilidade.

Para possibilitar a otimização dos investimentos é necessário quantificar e valorar o risco de falta de energia e, efetuar a avaliação econômica dos investimentos associados à topologia recomendada para a expansão do sistema.

4 CONFIABILIDADE APLICADA E ESTUDO DO CASO

O objetivo do presente capítulo é a aplicação prática dos conceitos relatados nos capítulos precedentes. Para tanto foi selecionado um caso que requer providências para atendimento da demanda em expansão. Trata-se de um município emergente que é atendido por um sistema de distribuição, na tensão de 34,5kV, e que apresenta um crescimento de carga não mais suportado em longo prazo pelas instalações de infraestrutura existentes.

Para atendimento deste objetivo, é necessário, primeiramente, a obtenção da carga a ser atendida. Devem ser evidenciados os valores de potência requeridos pela área de distribuição em avaliação. Adicionalmente é necessário o conhecimento quanto ao perfil sócio-econômico dessa área de distribuição para possibilitar a avaliação do custo decorrente de eventual descontinuidade de fornecimento.

Após o conhecimento do cenário de cargas que devem ser atendidas, pode-se iniciar a determinação das hipóteses de diferentes topologias para atendimento da demanda. No presente caso, as hipóteses de atendimento vão se limitar às

possibilidades de expansão a partir da subestação fonte já existente e mediante a aplicação de tecnologia de distribuição (linha de transmissão, subestação e transformação) no nível de tensão e conforme as práticas habitualmente empregadas nas demais áreas de distribuição da concessionária tendo em vista a obtenção de resultados que não demandem prospecção tecnológica, podendo implicar em perda de economia de escala com aplicação de materiais não padronizados e demandando prazos maiores para seu desenvolvimento, aquisição e implementação.

As propostas de topologias para atendimento da demanda, no caso em estudo, e que será detalhado adiante, vão contemplar a implementação de três topologias habitualmente empregadas, quais sejam: a construção de uma linha e uma subestação contemplando a instalação de uma unidade transformadora. Esta topologia é a de menor custo de implementação. A segunda topologia a ser estudada considera a instalação de duas unidades de transformação. Esta segunda topologia requer mais investimentos que a hipótese anterior de atendimento, entretanto apresenta índices de desempenho mais elevados. A terceira topologia a ser estudada considera a construção de duas linhas de transmissão e a instalação de duas unidades de transformação. Esta terceira hipótese de atendimento requer ainda mais investimentos e apresenta também índices de desempenho de fornecimento de energia superiores à segunda hipótese de atendimento citada. Neste ponto a questão preponderante reside em resolver o conflito entre optar por um menor investimento,

recomendando a aplicação de uma topologia radial, ou um melhor desempenho do sistema aplicando uma topologia com maior grau de redundância.

Para a tomada de decisão quanto à topologia ótima para atendimento da demanda requerida no âmbito do setor de transmissão da Distribuição, faz-se necessário computar os índices de desempenho de cada uma das hipóteses de topologias para atendimento da demanda, levantados anteriormente. É igualmente necessário o cálculo do custo associado à descontinuidade de atendimento da demanda.

4.1 Programa de Expansão e Cenários de Carga

Os estudos de planejamento requerem que sejam feitos levantamentos das cargas a serem atendidas na respectiva área de atuação do agente distribuidor. Cada cidade ou região de atendimento é acompanhada ao longo do tempo para se verificar o comportamento de sua carga.

Tomando-se, por exemplo, o atendimento em Arapoti, uma cidade emergente do Estado do Paraná e local de instalação de grandes indústrias de beneficiamento de papel e celulose, observa-se o seguinte cenário de carga: as indústrias de grande porte da região são atendidas por circuitos exclusivos de alta tensão em 138 kV. As demais cargas típicas, por exemplo: cargas industriais, comerciais e residenciais desta

cidade, são atendidas por um ramal de subtransmissão, na tensão de 34,5 kV, oriundo da subestação denominada Jaguariaíva, instalada no município vizinho de mesmo nome, distante aproximadamente 22km.

O atendimento às cargas típicas do município é efetuado após transformação para a tensão de distribuição dos ramais do município na tensão de 13,8 kV.

Pode-se observar que a confiabilidade do atendimento às cargas típicas do município depende diretamente do comportamento do ramal de subtransmissão radial compartilhado de 34,5 kV oriundo da subestação Jaguariaíva. Deve-se mencionar também que o citado ramal de subtransmissão de 34,5 kV cruza as áreas arborizadas entre os respectivos municípios.

Tabela 4-1 – Demanda da área de Distribuição de Arapoti

Ano	Demanda (kW)
2008	12.513
2009	12.900
2010	13.291
2011	13.604
2012	13.916
2013	14.228
2014	14.544
2015	14.863
2016	15.180
2017	15.497

4.2 Atendimento da Demanda

A atual subestação abaixadora 34,5/ 13,8 kV de Arapoti está equipada com dois transformadores de 7 MVA cada.

Os estudos e projeções de carga, nesta área de distribuição, indicam a demanda de 12,5 MVA para o ano de 2008 [10].

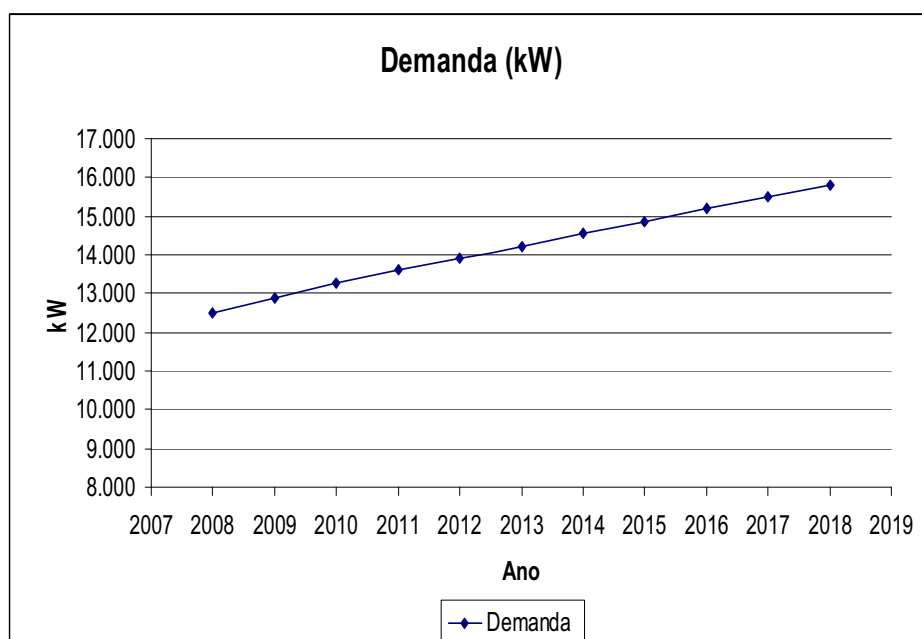


Ilustração 4-1 – Projeção da demanda na área de Distribuição

4.3 Superação de Instalações de Transformação

Tendo em vista que as unidades transformadoras só devem ser carregadas até 100 % de sua potência nominal e que o atendimento da demanda é efetuado atualmente com duas unidades de transformação 34,5/13,8 kV de 7 MVA, pode-se verificar que o atendimento à demanda da região estará comprometido em aproximadamente quatro anos e o município deverá ter seu atendimento re-planejado.

A ilustração 4.2 apresenta a evolução da carga e a compara com a disponibilidade de transformação total instalada.

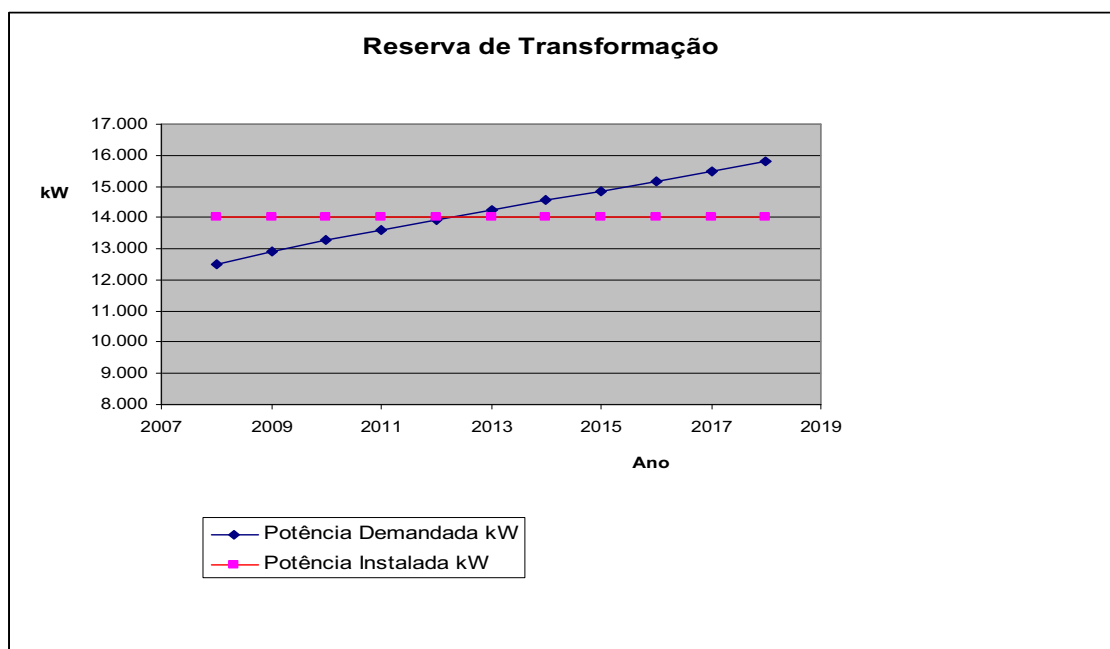


Ilustração 4-2 – Reserva de potência Instalada na área de Distribuição

Para o atendimento do crescimento da demanda requerida, mostrado na Ilustração 4-1, é necessária a construção de uma subestação nova na tensão de 138 kV conforme atuais técnicas de projeto utilizadas na Companhia, que levam em conta a experiência técnica, disponibilidade e a economicidade dos materiais nesse nível de tensão, visto não representarem custo adicional para desenvolvimento, fornecimento, operação e manutenção. Para a aplicação de outro nível de tensão de distribuição, deverá ser feito um estudo econômico para confirmar sua competitividade, o que não é objetivo deste estudo.

4.4 Implementação de Empreendimentos de Transformação

Para a construção de um empreendimento de transformação devem ser seguidos os seguintes passos;

- estabelecimento da macro-região a ser atendida;
- definição do arranjo de barramentos a ser construído;
- aquisição da área necessária;
- elaboração dos projetos básicos e executivos das diversas especialidades envolvidas;

- elaboração das especificações técnicas de serviços, materiais e equipamentos a serem aplicados;

- elaboração dos Editais de licitação para classificação das propostas e contratação, informando os requisitos técnicos para a instalação e seus materiais e equipamentos;

- contratação de Empresa ou Consórcio de empresas com a habilitação e capacidade operacional, técnica e financeira, para execução das obras, fornecimento dos materiais e equipamentos e instalações necessárias;

- avaliação e liberação de projetos executivos complementares de instalações, materiais e equipamentos;

- fiscalização de execução de obras de engenharia e inspeção em fábrica dos principais materiais e equipamentos;

- testes de comissionamento (verificação de efetivo funcionamento) e posta em serviço sob observação;

- liberação para operação regular do empreendimento;

- acompanhamento do período de garantia e desempenho da instalação.

De um modo geral o prazo para implementação de um empreendimento de transformação em 138 kV é de 24 meses. Esse dado pode ser comprovado mediante as considerações de cálculo de remuneração anual permitida – RAP – para leilão de empreendimentos de transmissão [11].

4.5 Índices de Confiabilidade Aplicados Ao Planejamento

Conforme discutido no Capítulo 3, os principais índices estabelecidos para avaliação da confiabilidade em sistemas de energia são:

PPC – Probabilidade de perda de carga (%)

EENS – Expectância de Energia não suprida (MWh/ano)

FPC - Frequência de perda de carga (oc/ano)

EPC – Expectância de perda de carga (h/ano)

EPNS - Expectância de potência não suprida (MW)

DPC – Duração de perda de carga (h/oc)

4.6 Avaliação dos índices de confiabilidade na região de interesse

A conexão mais próxima do local a ser atendido é a subestação de Jaguariáiva que é uma subestação de transmissão do SIN -Sistema Interligado Nacional, com vários níveis de tensão conforme Ilustração 4-3. O maior nível é de 230 kV e nesse nível recebe a conexão de duas linhas de transmissão. Uma fonte de energia procede da Usina Termelétrica de Figueira. A outra conexão em 230 kV procede da subestação de Bateias que por sua vez transforma energia do sistema de 550kV, o que faz da subestação Bateias uma das principais fontes de energia no leste Paranaense.

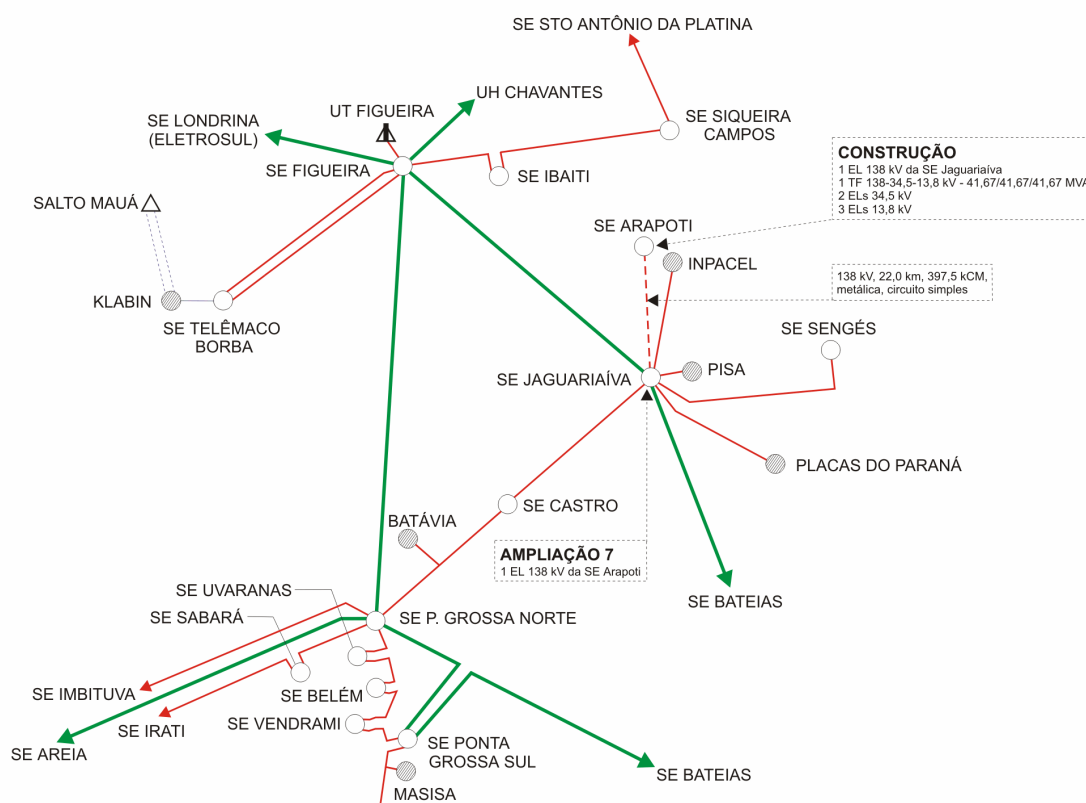


Ilustração 4-3 – Mapa geoeletrico do sistema que atende Jaguariáiva

Efetuada-se o cálculo dos índices de confiabilidade para a subestação de Jaguariaíva obtém-se, como é esperado devido às suas conexões em 230 kV, elevados índices de desempenho, caracterizados principalmente por reduzida expectativa de energia não suprida (EENS) e reduzida probabilidade de perda de carga (PPC).

Para o cálculo de confiabilidade, os equipamentos do sistema de distribuição que atendem o Estado do Paraná foram modelados em dois estados, em operação e em falha. Fazem parte deste sistema as linhas de transmissão de 69 kV e 138 kV e transformadores de 138/ 69 kV (ver Anexo AX2).

Tabela 4-2 – Dados estocásticos considerados na análise

Equipamento	λ_{km} Taxa de falha (ocorrências/ 100km*ano)	TMR Tempo médio de reparo (h)
Linhas de 69 kV	0,1351	2,5870
Linhas de 138 kV	0,0509	2,4405
Transformadores de 138 kV	0,0451	1.860,0

Para as linhas de transmissão de 138 e 69 kV, assim como para os transformadores, foi utilizado como base de dados o relatório da Copel Transmissão

[15] e as considerações do estudo para o sistema da Copel abordados em [16]. Esse estudo se refere a uma base real de coleta de dados de desempenho dos equipamentos da área em análise apresentando dados do período de 1981 a 1997. Na Tabela 4-2 é apresentado um resumo completo das taxas de falha e tempos de reparo utilizados para cálculo do desempenho.

De acordo com a Tabela 4-2, as taxas de falha de linhas de distribuição se referem a exposições medidas de 100km x ano. Assim, para se encontrar a taxa de falha de uma determinada linha, é necessário multiplicar o valor da taxa de falha λ_{km} da tabela, pelo comprimento da linha, em quilômetros, ou seja:

$$\lambda_i = \lambda_{km} \cdot CL_i \quad (4-1)$$

Onde:

λ_i taxa de falha da linha i;

λ_{km} taxa de falhas por 100km x ano, de acordo com a tensão da linha;

CL_i comprimento da linha i, em quilômetros.

Na Tabela 4-3 são apresentados os valores dos índices de confiabilidade para a subestação de Jaguariáiva obtidos mediante aplicação do programa NH2 do CEPEL [23].

Tabela 4-3 – Valores de desempenho para SE Jaguariáiva.

		SISTEMA	GERAÇÃO	COMPOSTA E TRANSMISSÃO
PPC LOLP	Prob. Perda de Carga (%)	2.4530E-05	0.0000E+00	0.0000E+00
EENS	Exp. Energia Nao Suprida (Mwh/ano)	0.38	0.00	0.38
FPC LOLF	Freq. Perda de Carga (oc./ano)	0.0019	0.0000	
EPC LOLE	Expec. Perda de Carga (h/ano)	0.0021	0.0000	0.0000
EPNS	Exp. Potencia Nao Suprida (MW)	0.0000	0.0000	0.0000
DPC LOLD	Dur. Perda de Carga (hrs/occ.)	1.1430	0.0000	

* Carga na Região de Monitoração e índices 3371.10 MW

* índice de Severidade (IS) 0.0067 minutos sistema

Os resultados obtidos pela utilização do programa de cálculo dos índices de confiabilidade apresentados na Tabela 4-3 informam que essa subestação apresenta valores muito reduzidos de probabilidade e freqüência de ocorrência de falhas no suprimento de energia elétrica. A Tabela 4-3 apresenta igualmente a informação de que nesse ponto não há influência do comportamento estocástico do sistema de

geração, visto que não há contribuição de seus índices na composição dos índices totais nesse ponto do sistema. Outro aspecto relevante é o índice de severidade muito inferior a 1, o que indica uma condição operativa de baixíssimo risco. Esses dados comprovam a robustez do sistema elétrico nesse ponto de conexão em estudo.

4.7 Avaliação do Custo e Desempenho de Empreendimentos de Transmissão

Os custos dos materiais e equipamentos necessários para a avaliação econômica das possíveis soluções de atendimento foram coletados junto às empresas do grupo Eletrobrás e se referem a aquisições recentes [14]. A metodologia para elaboração dos orçamentos é a definida pelo grupo de trabalho constituído por Acordo de Cooperação Técnica firmado entre a Aneel e a Eletrobrás. Os valores totalizados refletem somente uma média dos valores praticados pelas empresas do grupo para aquisição de equipamentos, materiais e contratação de serviços de construção e montagem de linhas de transmissão e subestações. A base de preços está referida a dezembro de 2006 [14].

Para se efetuar a avaliação quanto ao desempenho probabilístico da topologia a ser estudada é necessário, primeiramente, incluir os dados relativos a essa topologia ao caso base do sistema já existente.

Na análise a ser realizada não é considerado o modelo de risco de carga, ou seja, não são incorporados ao banco de dados do caso base as taxas de transição e probabilidades de ocorrência de cada patamar de carga. Os resultados obtidos pelo processamento se referem apenas ao patamar de carga informado, assumindo-se, portanto, que o sistema se encontra nesse patamar de carga o ano inteiro. Portanto, para compor índices globais anuais que levem em consideração o percentual da ocorrência de cada patamar de carga, foi aplicada a metodologia recomendada em [16]. Após a agregação dos valores dos patamares de carga, obtém-se a distribuição apresentada na Tabela 4-4.

Tabela 4-4 – Composição anual dos patamares de carga – 2006

Carga	Horas anuais	Percentual (%)	Probabilidade
Pesada	1.204	13,7	0,137
Média	4.308	49,2	0,492
Leve	3.248	37,1	0,371

Portanto, os valores dos índices de confiabilidade relacionados ao corte de carga para os patamares de carga pesada, média e leve, devem ser multiplicados pelos valores percentuais indicados na Tabela 4-4, obtendo-se assim os valores globais ponderados em bases anuais. Os índices de frequência e duração (FDC e DPC) não podem ser multiplicados por esses fatores, uma vez que, para sua composição, é necessário o modelo de risco de carga, ou seja, além das probabilidades associadas a

cada patamar de carga, são necessárias também as taxas de transição entre esses patamares de carga (pesada, média e leve). A aplicação da presente metodologia tem por finalidade permitir a avaliação da influência do perfil da carga da área de distribuição em estudo tendo em vista que este pode ter características diversas do restante da macro-região em estudo.

O procedimento de obtenção dos índices de confiabilidade como descrito deve ser repetido para os demais patamares de carga média e leve, e após, deve ser efetuada a composição ponderada obtendo-se o índice global que corresponde à topologia em análise.

As potências correspondentes aos patamares de carga pesada, média e leve para a área de atendimento de Jaguariaíva são os informados na Tabela 4-5 [10].

Tabela 4-5 – Potência correspondente aos patamares de carga.

Patamar de carga	Potência (kW)
Pesada	12,50
Média	10,00
Leve	7,80

4.7.1 Configuração A: uma linha de transmissão e um transformador 138/ 13,8kV

O custo para atendimento da localidade de Arapoti mediante a construção de uma subestação de 138kV com um circuito de transformação, uma linha de transmissão de circuito simples convencional e ampliação de um vão de 138 kV na subestação existente de Jaguariaíva, apresentado na Ilustração 4-4, está informado na Tabela 4-6, conforme referência [14].

Tabela 4-6 – Composição do custo de construção 1LT+1TR

Função	Quantidade	Custo unitário (R\$)	Custo total (R\$)
Entrada de Linha	2	1.650.000,00	3.300.000,00
Linha de transmissão CS (km)	22	159.700,00	3.513.400,00
Conexão ao transformador	1	1.344.000,00	1.344.000,00
Transformador 40 MVA	1	3.014.000,00	3.014.000,00
Total			11.171.400,00

O desempenho do sistema para o patamar de carga pesada na configuração composta por uma linha de transmissão de circuito simples convencional (CS) e um circuito de transformação, considerando os dados estocásticos [15] conforme Tabela 4-2, é apresentado na Tabela 4-7.

Tabela 4-7 – Valores de desempenho – ampliação Jaguariaíva - Arapoti 1LT+1TR

***** ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA - LIMITE INFERIOR *****

		SISTEMA	GERAÇÃO	COMPOSTA E TRANSMISSÃO
PPC LOLP	Prob. Perda de Carga (%)	9.9993E-01	0.0000E+00	9.9993E-01
EENS	Exp. Energia Nao Suprida (Mwh/ano)	1094.92	0.00	1094.92
FPC LOLF	Freq. Perda de Carga (oc./ano)	1.1539	0.0000	
EPC LOLE	Expec. Perda de Carga (h/ano)	87.5937	0.0000	87.5937
EPNS	Exp. Potencia Nao Suprida (MW)	0.1250	0.0000	0.1250
DPC LOLD	Dur. Perda de Carga (hrs/occ.)	75.9118	0.0000	

* Carga na Região de Monitoração e Índices 12.50 MW

* Índice de Severidade (IS) 5255.6191 minutos sistema

Os resultados obtidos mediante utilização do programa de cálculo dos índices de confiabilidade apresentados na Tabela 4-7 informam que a ampliação planejada mediante a construção de uma linha de transmissão e uma subestação com apenas uma unidade de transformação apresenta valores elevados de probabilidade e frequência de ocorrência de falhas no suprimento de energia elétrica nesse novo ponto do sistema elétrico. A tabela apresenta igualmente a informação de que nesse ponto de conexão não há influência do sistema de geração. Outro aspecto relevante é que o índice que corresponde à severidade é superior a 1000, o que indica condição operativa de alto risco, podendo gerar grande impacto aos consumidores atendidos

nesse ponto de conexão. Esses dados mostram a inconveniência dessa topologia para o atendimento da demanda dessa área.

Repetindo-se o procedimento para obtenção dos índices de desempenho para os demais patamares de carga complementares (média e leve) obtém-se o valor global para a expectativa de energia não suprida (EENS) conforme o total informado na Tabela 4-8 para a presente topologia.

Tabela 4-8 – Valor global da energia não suprida: 1LT+1TR

Patamar de carga	EENS (MWH/a)	Fator	Total (MWH/a)
Pesada	1.094,92	0,137	150,00
Média	875,94	0,492	430,96
Leve	684,44	0,371	253,93
Total			834,89

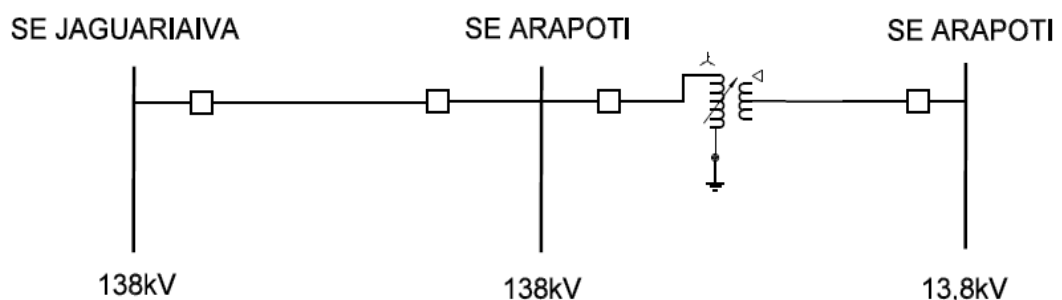


Ilustração 4-4 – Esquema unifilar Jaguariaíva – Arapoti (1LT e 1TR)

4.7.2 Configuração B: uma linha de transmissão e dois transformadores 138/ 13,8kV

O custo para atendimento da localidade de Arapoti mediante a construção de uma subestação de 138 kV com dois circuitos de transformação, uma linha de transmissão de circuito simples convencional (CS) e ampliação de um vão de 138 kV na subestação existente de Jaguariaíva, apresentado na Ilustração 4-5, conforme referência [14] está informado na Tabela 4-9.

Tabela 4-9 – Composição do custo de construção 1LT+2TRs

Função	Quantidade	Custo unitário (R\$)	Custo total (R\$)
Entrada de Linha	2	1.650.000,00	3.300.000,00
Linha de transmissão CS (km)	22	159.700,00	3.513.400,00
Conexão ao transformador	2	1.344.000,00	2.688.000,00
Transformador 40 MVA	2	3.014.000,00	6.028.000,00
Total			15.529.400,00

O desempenho do sistema na configuração composta por uma linha de transmissão de circuito simples convencional (CS) e dois circuitos de transformação, considerando os dados estocásticos [15] conforme Tabela 4-2, é apresentado na Tabela 4-10.

**Tabela 4-10 – Valores de desempenho – ampliação Jaguariaíva - Arapoti
1LT+2TRs**

***** ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA - LIMITE INFERIOR *****

		SISTEMA	GERAÇÃO	COMPOSTA E TRANSMISSÃO
PPC LOLP	Prob. Perda de Carga (%)	4.0566E-02	0.0000E+00	4.0566E-02
EENS	Exp. Energia Nao Suprida (Mwh/ano)	44.42	0.00	44.42
FPC LOLF	Freq. Perda de Carga (oc./ano)	1.1199	0.0000	
EPC LOLE	Expec. Perda de Carga (h/ano)	3.5535	0.0000	3.5535
EPNS	Exp. Potencia Nao Suprida (MW)	0.0051	0.0000	0.0051
DPC LOLD	Dur. Perda de Carga (hrs/occ.)	3.1731	0.0000	

* Carga na Região de Monitoração e Índices 12.50 MW

* Índice de Severidade (IS) 213.2125 minutos sistema

Os resultados obtidos mediante utilização do programa de cálculo dos índices de confiabilidade apresentados na Tabela 4-10 informam que a ampliação planejada

mediante a construção de uma linha de transmissão e uma subestação com duas unidades de transformação apresenta valores elevados de probabilidade e frequência de ocorrência de falhas no suprimento de energia elétrica nesse novo ponto do sistema elétrico.

A Tabela 4-10 apresenta igualmente a informação de que nesse ponto de conexão não há influência do sistema de geração. O índice de severidade é de grau 3, o que indica condição operativa de sério risco, podendo gerar impacto para vários agentes ou consumidores atendidos nesse ponto.

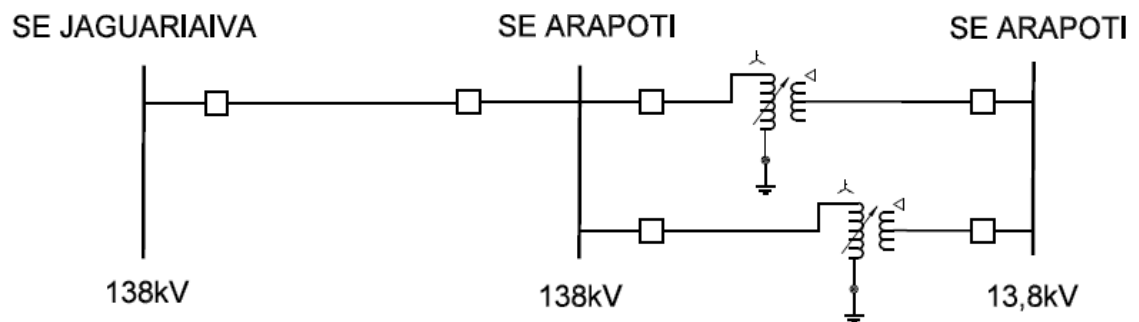


Ilustração 4-5 – Esquema unifilar Jaguariaíva – Arapoti (1LT e 2TRs)

Repetindo-se o procedimento para obtenção dos índices de desempenho para os demais patamares de carga complementares (média e leve) obtém-se o valor global para a expectativa de energia não suprida (EENS) conforme o total da Tabela 4-11 para a presente topologia.

Tabela 4-11 – Valor global da energia não suprida: 1LT+2TRs

Patamar de carga	EENS (MWH/a)	Fator	Total (MWH/a)
Pesada	44,42	0,137	6,09
Média	35,54	0,492	17,49
Leve	27,72	0,371	10,28
Total			33,86

4.7.3 Configuração C: duas linhas de transmissão e dois transformadores 138/13,8kV

O custo para atendimento da localidade de Arapoti mediante a construção de uma subestação de 138 kV com dois circuitos de transformação, duas linhas de

transmissão de circuito duplo convencional (CD) e ampliação de dois vãos de 138 kV na subestação existente de Jaguariaíva, apresentado na Ilustração 4-6, conforme referência [14] está informado na Tabela 4-12.

Tabela 4-12– Composição do custo de construção 2LTs+2TRs

Função	Quantidade	Custo unitário (R\$)	Custo total (R\$)
Entrada de Linha	4	1.650.000,00	6.600.000,00
Linha de transmissão CD (km)	22	260.600,00	5.733.200,00
Conexão ao transformador	2	1.344.000,00	2.688.000,00
Transformador 40 MVA	2	3.014.000,00	6.028.000,00
Total			21.049.200,00

O desempenho do sistema na configuração composta por duas linhas de transmissão de circuito duplo (CD) e dois circuitos de transformação, considerando os dados estocásticos [15] conforme Tabela 4-2, é apresentado na Tabela 4-13.

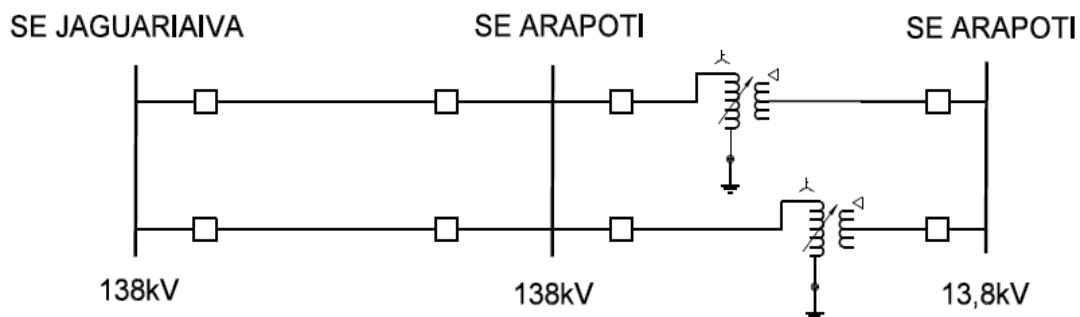


Ilustração 4-6 – Esquema unifilar Jaguariaíva – Arapoti (2LTs e 2TRs)

Os resultados apresentados mediante utilização do programa de cálculo dos índices de confiabilidade mostrados na Tabela 4-13 informam que essa ampliação planejada mediante a construção de duas linha de transmissão e uma subestação com duas unidades de transformação apresenta valores baixos de probabilidade e freqüência de ocorrência de falhas no suprimento de energia elétrica nesse novo ponto do sistema elétrico.

A Tabela 4-13 apresenta igualmente a informação de que nesse ponto de conexão não há influência do sistema de geração. O índice de severidade é elevado, apresentando grau 2, o que indica condição operativa de risco médio para agentes ou consumidores atendidos nesse ponto.

**Tabela 4-13 – Valores de desempenho – ampliação Jaguariaíva - Arapoti
2LTs+2TRs**

***** ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA - LIMITE INFERIOR *****

		SISTEMA	GERAÇÃO	COMPOSTA E TRANSMISSÃO
PPC LOLP	Prob. Perda de Carga (%)	9.3972E-03	0.0000E+00	9.3972E-03
EENS	Exp. Energia Nao Suprida (Mwh/ano)	10.29	0.00	10.29
FPC LOLF	Freq. Perda de Carga (oc./ano)	0.0016	0.0000	
EPC LOLE	Expec. Perda de Carga (h/ano)	0.8232	0.0000	0.8232
EPNS	Exp. Potencia Nao Suprida (MW)	0.0012	0.0000	0.0012
DPC LOLD	Dur. Perda de Carga (hrs/occ.)	524.7168	0.0000	

* Carga na Região de Monitoração e Índices 12.50 MW

* Índice de Severidade (IS) 49.3915 minutos sistema

Repetindo-se o procedimento para obtenção dos índices de desempenho para os demais patamares de carga complementares (média e leve) obtém-se o valor

global para a expectância de energia não suprida (EENS) conforme o total da Tabela 4-14 para a presente topologia.

Tabela 4-14 – Valor global da energia não suprida: 2LT+2TR

Patamar de carga	EENS (MWH/a)	Fator	Total (MWH/a)
Pesada	10,29	0,137	1,41
Média	8,23	0,492	4,05
Leve	6,42	0,371	2,38
Total			7,84

4.8 Modelo para Otimização dos Investimentos

Os cálculos dos índices de confiabilidade nos informam dados importantes para a tomada de decisões. Entretanto, deve ser considerado que esses valores de confiabilidade resultante não são determinísticos e sim, probabilísticos. Informam, portanto, o potencial de risco que uma determinada topologia pode apresentar durante sua operação.

Para a tomada de decisões quanto a diferentes topologias, como é o caso proposto, há um conflito de interesses. Por um lado, é necessário que a empresa aplique a menor quantidade de recursos financeiros na topologia a ser implementada. Por outro lado, a experiência profissional tende a impelir a tomar resoluções quanto à topologia no sentido de se obter um índice de confiabilidade superior mediante a eliminação de subestações alimentadas radialmente.

O conflito entre menor investimento e maior confiabilidade, normalmente, não pode ser resolvido de forma trivial. E, é necessário utilizar uma metodologia que ordene as principais topologias considerando, também, os aspectos econômicos envolvidos no conflito [9].

Para ser possível uma avaliação econômica, deve ser levado em conta, não apenas o custo de implementação de determinada topologia, mas, também, os aspectos de risco que essa determinada topologia apresenta. Assim, o procedimento consiste em se comparar o valor presente do investimento de determinada topologia, com o valor do risco da topologia, também a valor presente num horizonte de dez anos de operação. A utilização de prazo superior não é recomendada tendo em vista alterações de topologia do sistema ou mudança no perfil econômico da área de distribuição a ser atendida. Fatores, esses, posteriores e imprevisíveis que impactam significativamente nos parâmetros em tela.

Os principais dados necessários para se efetuar a comparação econômica das diferentes topologias propostas são: valor do investimento, tempo total de amortização deste investimento, taxa de juros praticada e o custo unitário de interrupção de fornecimento. Os dados econômicos utilizados neste estudo estão apresentados na Tabela 4-15 [7].

Tabela 4-15 – Dados econômicos

Parâmetro	Valor
Tempo de amortização	30 anos
Taxa de juros	8% a. a.

Os valores de investimento total foram informados na avaliação de cada topologia. O valor do custo unitário de interrupção é estimado em [17] e foi tomado apenas o valor do custo residencial por se tratar de interrupções potencialmente mais longas e devido ao perfil sócio econômico da área de distribuição em análise ser preponderantemente residencial. O valor em dólar americano apresentado no estudo [17] foi atualizado e convertido para reais tendo como referência a data base dos valores dos orçamentos efetuados (dez./2006). O valor estimado para o custo de falta de energia para o setor residencial é de 1,33US\$/kWh. O fator de conversão para a moeda americana é de 1US\$= 2,1380R\$, para a data de 29/12/2006.

$$CI = EENS.(2.843,54) \quad (4-2)$$

Onde:

CI Custo anual de interrupção em R\$;

EENS Expectância de Energia não Suprida, em MWh/ano.

O valor do fluxo de caixa do investimento anual é estimado utilizando o fator de retorno de capital [12], [13]:

$$IA = V.FRC \quad (4-3)$$

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4-4)$$

Onde, IA é o investimento anual ou capital anual equivalente, V é o investimento total necessário no ano base de referência, FRC é o fator de retorno de capital, i é a taxa de juros e n é o tempo total (em anos) de amortização do investimento total V.

O custo do risco está relacionado com o prejuízo causado pela falha randômica dos componentes do sistema. Conceitualmente, o custo do risco é igual ao produto do custo unitário de interrupção (em R\$ por MWh) pelo índice de risco calculado que é a expectância de energia não suprida (EENS) calculada para cada topologia do sistema em análise.

Após a determinação do valor do investimento anual resultante que corresponde ao investimento total requerido e da determinação do custo do risco associado à topologia do sistema em estudo, é necessário trazer esses dois valores para uma mesma base de comparação. É necessário, então, calcular o valor presente dos dois fluxos de caixa do período de planejamento, que é estipulado em dez anos.

Para o cálculo do valor presente é utilizada a Equação 4-5.

$$VPR = \sum_{j=1}^m \frac{IA_j}{(1+i)^{j-1}} \quad (4-5)$$

Onde, VPR é o valor presente, IA_j é o investimento anual ou o custo anual do risco no ano j , i é a taxa de juros considerada, e m é o número de anos considerados no planejamento do sistema.

Para se efetuar a avaliação econômica da topologia composta por e uma linha de transmissão e um circuito de transformação, representados na Ilustração 4-4, deve-

se primeiramente obter o investimento anual correspondente.

O custo de construção que corresponde ao valor total de Investimento necessário para o empreendimento composto por e uma linha de transmissão e um circuito de transformação está totalizado na Tabela 4-6. Com a utilização da Equação 4.3 obtém-se a parcela anual de amortização do investimento

O valor da Expectância da Energia Não Suprida (EENS) para a topologia composta por e uma linha de transmissão e um circuito de transformação é extraído da Tabela 4-8. Com a Equação 4-2 obtém-se o correspondente custo do risco anual.

Os valores resultantes para o atendimento da área de distribuição mediante a configuração de uma linha de transmissão e um circuito de transformação, representados na Ilustração 4-4, estão informados na Tabela 4-16.

Os valores presentes (VPR) das parcelas anuais de investimento e do custo de risco foram totalizados mediante aplicação da Equação 4-5.

De modo análogo, para se efetuar a avaliação econômica da topologia composta por uma linha de transmissão e dois circuitos de transformação, representados na Ilustração 4-5, deve-se primeiramente obter o investimento anual correspondente.

O custo de construção que corresponde ao valor total de Investimento necessário para o empreendimento composto por uma linha de transmissão e dois

circuitos de transformação está totalizado na Tabela 4-9. Com a utilização da Equação 4.3 obtém-se o investimento anual de amortização do investimento.

Tabela 4-16 – Comparação do investimento anual equivalente e do custo do risco para a configuração 1LT+1TR

Ano	Investimento anual (R\$/ano)	EENS (MWh/ano)	Custo do risco (R\$/ano)
2008	992.326,79	834,44	2.374.043,11
2009	992.326,79	834,44	2.374.043,11
2010	992.326,79	834,44	2.374.043,11
2011	992.326,79	834,44	2.374.043,11
2012	992.326,79	834,44	2.374.043,11
2013	992.326,79	834,44	2.374.043,11
2014	992.326,79	834,44	2.374.043,11
2015	992.326,79	834,44	2.374.043,11
2016	992.326,79	834,44	2.374.043,11
2017	992.326,79	834,44	2.374.043,11
VPR	7.191.281,06		17.204.424,38

O valor da Expectância da Energia Não Suprida (EENS) para a topologia composta por uma linha de transmissão e dois circuitos de transformação é extraído da Tabela 4-11. Com a Equação 4.1 obtém-se o correspondente custo do risco anual.

Tabela 4-17 – Comparação do investimento anual equivalente e do custo do risco para a configuração 1LT+2TRs

Ano	Investimento anual (kR\$/ano)	EENS (MWh/ano)	Custo do risco (kR\$/ano)
2008	1.379.436,74	33,86	96.282,26
2009	1.379.436,74	33,86	96.282,26
2010	1.379.436,74	33,86	96.282,26
2011	1.379.436,74	33,86	96.282,26
2012	1.379.436,74	33,86	96.282,26
2013	1.379.436,74	33,86	96.282,26
2014	1.379.436,74	33,86	96.282,26
2015	1.379.436,74	33,86	96.282,26
2016	1.379.436,74	33,86	96.282,26
2017	1.379.436,74	33,86	96.282,26
VPR	9.996.623,52		697.746,83

Os valores resultantes para o atendimento da área de distribuição mediante a configuração de uma linha de transmissão e dois circuitos de transformação, representados na Ilustração 4-5, estão informados na Tabela 4-17.

Tabela 4-18 – Comparação do investimento anual equivalente e do custo do risco para a configuração 2LTS+2TRs

Ano	Investimento anual (R\$/ano)	EENS (MWh/ano)	Custo do risco (R\$/ano)
2008	1.869.746,41	7,84	22.293,35
2009	1.869.746,41	7,84	22.293,35
2010	1.869.746,41	7,84	22.293,35
2011	1.869.746,41	7,84	22.293,35
2012	1.869.746,41	7,84	22.293,35
2013	1.869.746,41	7,84	22.293,35
2014	1.869.746,41	7,84	22.293,35
2015	1.869.746,41	7,84	22.293,35
2016	1.869.746,41	7,84	22.293,35
2017	1.869.746,41	7,84	22.293,35
VPR	13.549.842,71		161.557,49

Os valores presentes (VPR) das parcelas anuais de investimento e custo de risco foram totalizados mediante aplicação da Equação 4.5.

De modo análogo, para se efetuar a avaliação econômica da topologia composta por duas linhas de transmissão e dois circuitos de transformação, representados na Ilustração 4-6, deve-se primeiramente obter o investimento anual correspondente.

O custo de construção que corresponde ao valor total de Investimento necessário para o empreendimento composto por duas linhas de transmissão e dois circuitos de transformação está totalizado na Tabela 4-11. Com a utilização da Equação 4.3 obtém-se o investimento anual de amortização do investimento.

O valor da Expectância da Energia Não Suprida (EENS) para a topologia composta por duas linhas de transmissão e dois circuitos de transformação é extraído da Tabela 4-14. Com a Equação 4.1 obtém-se o correspondente custo do risco anual.

Os valores resultantes para o atendimento da área de distribuição mediante a configuração de duas linhas de transmissão e dois circuitos de transformação, representados na Ilustração 4-6, estão informados na Tabela 4-18.

Os valores presentes (VPR) das parcelas anuais de investimento e custo de risco foram totalizados mediante aplicação da Equação 4.5

Como visto nas tabelas 4.16 a 4.18, os custos de investimento em infraestrutura são crescentes de acordo com a complexidade da topologia a ser determinada no horizonte de planejamento.

Allustração 4-7 apresenta de forma gráfica uma comparação de custos entre as diferentes topologias em estudo. O valor utilizado para comparação é o valor presente do investimento do período em estudo (VPR_INV).

Como visto no Capítulo 3, o custo de investimento não deve ser o único fator, ou fator preponderante para determinação da topologia a ser implantada para atendimento da demanda da área em estudo. É necessário avaliar o custo do risco associado a cada topologia.

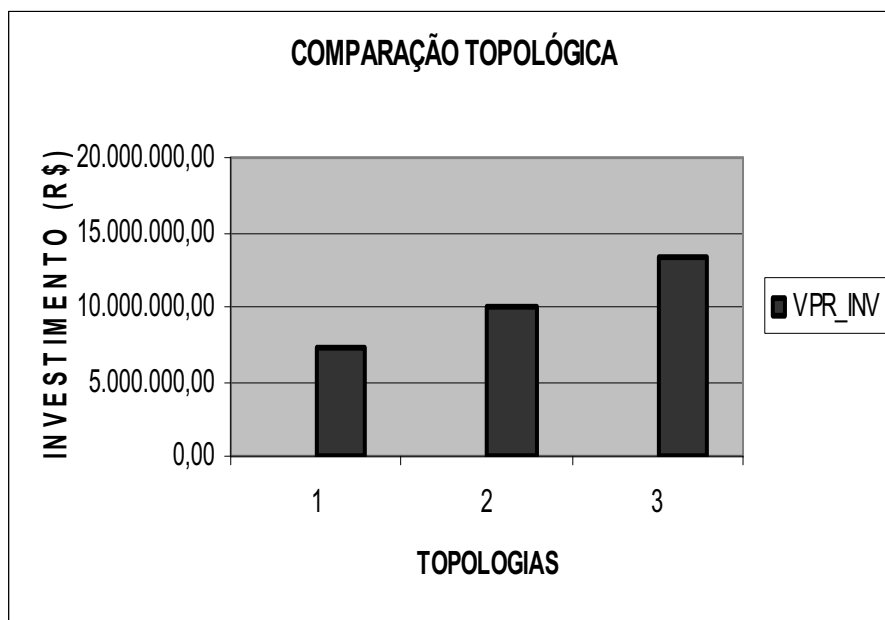


Ilustração 4-7 – Comparação do montante de investimento

A Ilustração 4-8 apresenta de forma gráfica os montantes do custo do risco (VPR_CRI) que está associado a cada topologia em estudo totalizados nas tabelas 4.16 a 4.18.

Ilustração 4-8 revela que a topologia que apresenta o menor valor relativo ao montante de investimento necessário é a topologia que apresenta o maior custo do risco associado para sua operação.

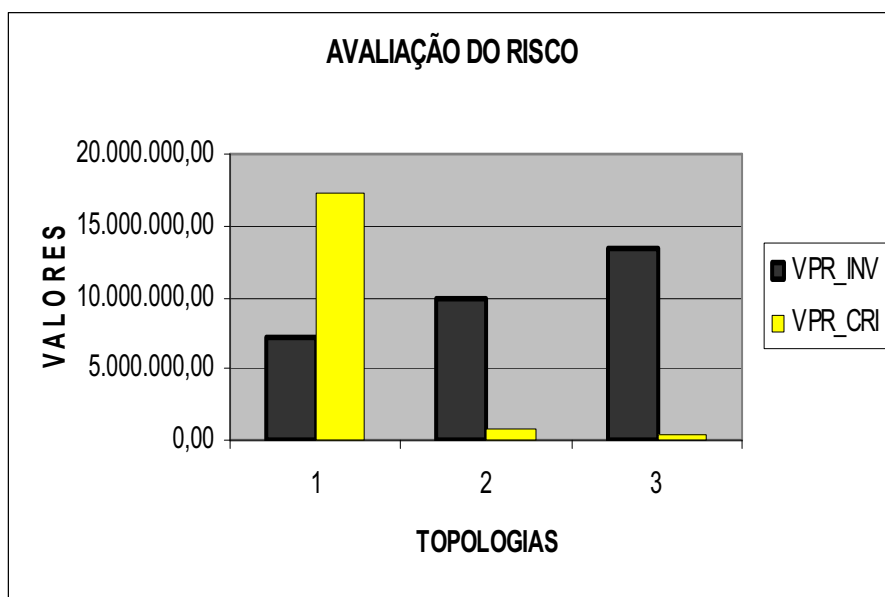


Ilustração 4-8 – Comparação do montante do custo do risco

Portanto, recomendar a expansão do sistema elétrico mediante a execução de um empreendimento composto de uma linha de transmissão e de uma subestação com um transformador para atendimento da demanda da área de distribuição é efetivamente a opção de menor custo de investimento inicial. Porém, é a topologia que

pode resultar, durante sua operação, no mais elevado custo associado ao risco topológico.

Para ser possível a avaliação final quanto à alternativa topológica que atenda de forma otimizada a demanda da região de distribuição em estudo, devem ser comparados, a valor presente, o montante de investimento (VPR_INV) acrescido do montante do custo do risco (VPR_CRI) das alternativas de atendimento postuladas. Obtendo-se assim o Valor Presente Total (VPR_TOT) de cada topologia.

$$VPR_TOT = VPR_INV + VPR_CRI \quad (4-6)$$

Onde:

VPR_TOT Valor Presente Total do período de planejamento;

VPR_INV Valor Presente Total de investimento do período de planejamento, obtido pela Equação 4.5;

VPR_CRI Valor Presente Total do custo do risco do período de planejamento, obtido pela Equação 4.5;

Os valores finais obtidos para cada topologia proposta são apresentados na Tabela 4-19.

A alternativa topológica 1 é a que apresenta o menor montante de investimento a valor presente no período de planejamento (VPR_INV), entretanto apresenta elevado montante de Custo do Risco associado à topologia (VPR_CRI). A alternativa 3 apresenta o menor montante de Custo do Risco, porém é a alternativa que requer o maior montante de Investimento.

Tabela 4-19 – Comparação final dos montantes de investimento e custo do risco para topologias

Alternativa	Topologia	Montante de Investimento	Montante do Custo do Risco	Montante Total
		VPR_INV (R\$)	VPR_CRI (R\$)	VPR_TOT (R\$)
1	1LT+1TR	7.191.281,06	17.204.424,38	24.395.705,44
2	1LT+2TRs	9.996.623,52	697.746,83	10.694.370,35
3	2LTs+2TRs	13.549.842,71	161.557,49	13.711.400,20

A alternativa topológica que atende de forma otimizada a área de distribuição em estudo, segundo a presente metodologia, é a de número 2 que consiste na expansão do sistema mediante a construção de uma linha de transmissão e uma subestação

com duas unidades de transformação. Pois, essa configuração apresenta o menor montante total (VPR_TOT) conforme Tabela 4-19 das alternativas em estudo e que podem ser visualizadas na Ilustração 4-9. Esse resultado confirma a recomendação de expansão preconizada no Capítulo 3 [9].

4.9 Avaliação do Modelo com Alteração dos Cenários

A modelagem até então apresentada resulta em um instrumento eficiente para a determinação da topologia otimizada a ser recomendada para o planejamento e expansão do sistema elétrico considerando o custo do risco inerente a essa topologia.

Resta uma questão a ser esclarecida quanto ao fato de a metodologia anteriormente demonstrada ser estável quanto a algumas variações de cenário econômico, tais como, alteração na taxa de juros de mercado e, alteração no horizonte total de planejamento que influi no prazo para amortização dos investimentos. É, portanto necessário, verificar se a alteração de cenários pode levar a uma determinação diversa da anteriormente encontrada.

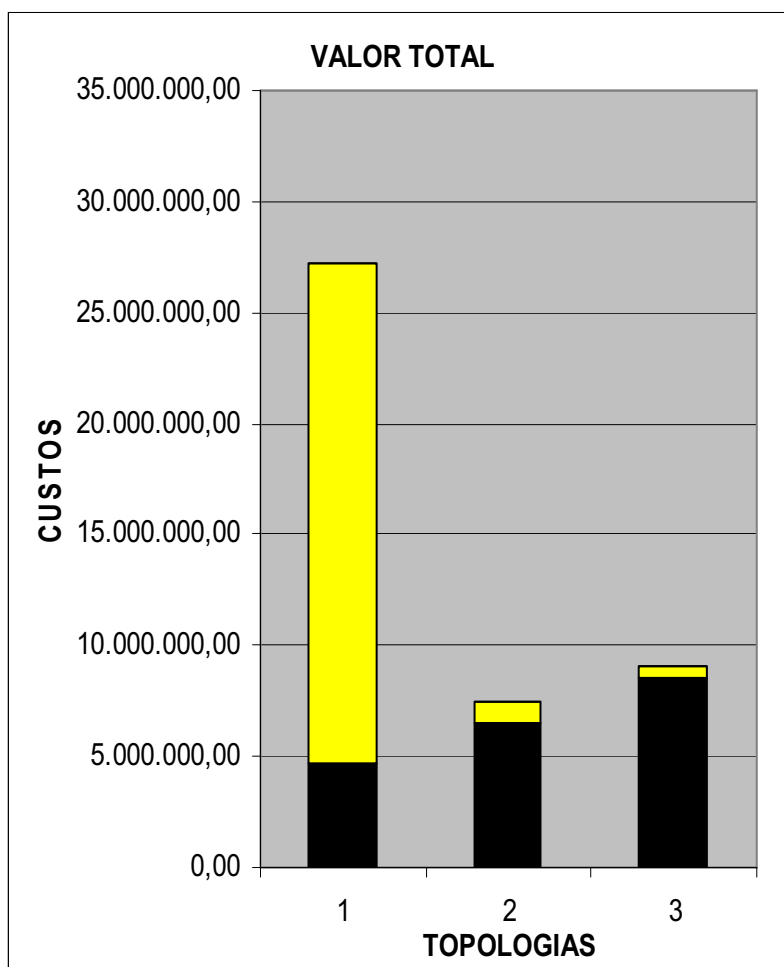


Ilustração 4-9 – Montante total das configurações de atendimento para taxa de 4%

O modelo proposto foi novamente aplicado para valores diferentes de taxas de juros, mantendo-se inalterado o horizonte de planejamento.

Os valores correspondentes aos montantes de investimento e custo do risco para uma taxa de juros de 4% ao ano encontram-se na Tabela 4-20. Os resultados

são mostrados na Ilustração 4-9.

Tabela 4-20 – Montantes de investimento e custo do risco para taxa da 4%

Topologia	Investimento (R\$)	Risco (MWH/a)	VPR_INV (R\$ 10 anos)	VPR_CRI (R\$ 10 anos)	VPR_TOT (R\$ 10 anos)
1LT+1TR	11.171.400,00	834,44	4.681.802,47	17.195.151,30	21.876.953,77
1LT+2TRs	15.529.400,00	33,85	6.508.189,06	697.540,75	7.205.729,80
2LTs+2TRs	21.049.200,00	7,84	8.821.472,38	161.557,49	8.983.029,87

Os valores correspondentes aos montantes de investimento e custo do risco para uma taxa de juros de 8% ao ano encontram-se na Tabela 4-21. Os resultados são mostrados na Ilustração 4-10.

Os valores correspondentes aos montantes de investimento e custo do risco para uma taxa de juros de 12% ao ano encontram-se na Tabela 4-22. Os resultados são mostrados na Ilustração 4-11.

Tabela 4-21 – Montantes de investimento e custo do risco para taxa da 8%

Topologia	Investimento (R\$)	Risco (MWH/a)	VPR_INV (R\$ 10 anos)	VPR_CRI (R\$ 10 anos)	VPR_TOT (R\$ 10 anos)
1LT+1TR	11.171.400,00	834,44	7.191.281,06	17.195.151,30	24.386.432,36
1LT+2TRs	15.529.400,00	33,85	9.996.623,52	697.540,75	10.694.164,26
2LTs+2TRs	21.049.200,00	7,84	13.549.842,71	161.557,49	13.711.400,20

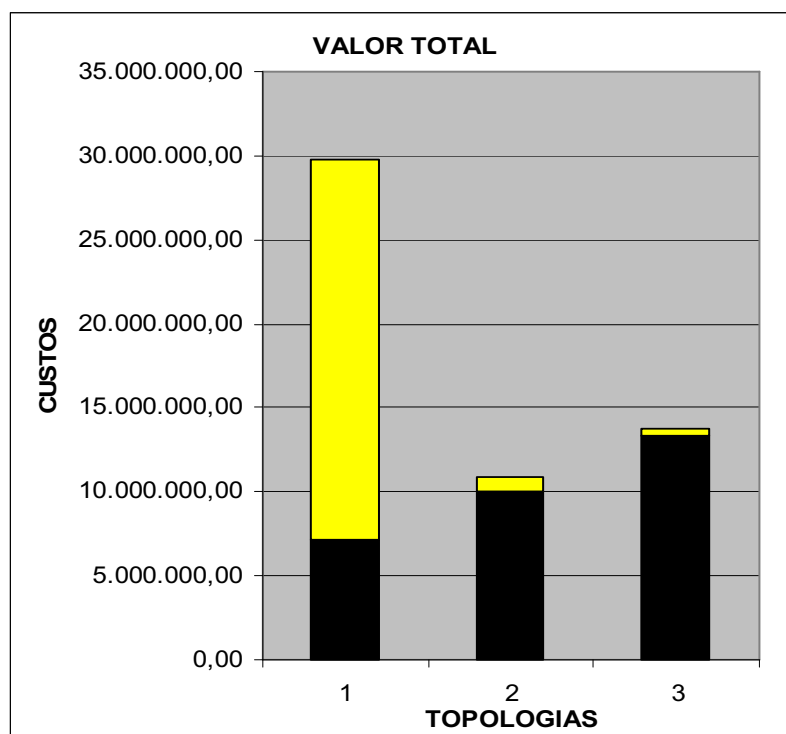


Ilustração 4-10 – Montante total das configurações de atendimento para taxa de 8%

Tabela 4-22 – Montantes de investimento e custo do risco para taxa da 12%

Topologia	Investimento	Risco	VPR_INV	VPR_CRI	VPR_TOT
	(R\$)	(MWH/a)	(R\$ 10 anos)	(R\$ 10 anos)	(R\$ 10 anos)
1LT+1TR	11.171.400,00	834,44	10.050.407,83	17.195.151,30	27.245.559,13
1LT+2TRs	15.529.400,00	33,85	13.971.105,07	697.540,75	14.668.645,81
2LTs+2TRs	21.049.200,00	7,84	18.937.021,68	161.557,49	19.098.579,17

Os resultados obtidos e mostrados nas Tabelas 4.20 a 4.22 informam que mesmo havendo alterações esperadas e significativas nos montantes de investimento e do custo do risco para os cenários analisados, permanece a mesma recomendação para a expansão do sistema, qual seja, a recomendação da ampliação com a construção de uma linha de transmissão e uma subestação com duas unidades de transformação, pois representam o menor montante total otimizando a aplicação os recursos.

O procedimento foi repetido alterando-se conjuntamente a taxa de juros e horizonte total de amortização dos investimentos e foi obtido a mesma recomendação para expansão do sistema demonstrando a estabilidade da metodologia recomendada.

Os resultados de desempenho obtidos no presente capítulo estão restritos à base de dados estocásticos considerada [15]. A utilização de outra base de dados estocásticos deve resultar em valores de desempenho diversos dos apresentados nas tabelas precedentes.

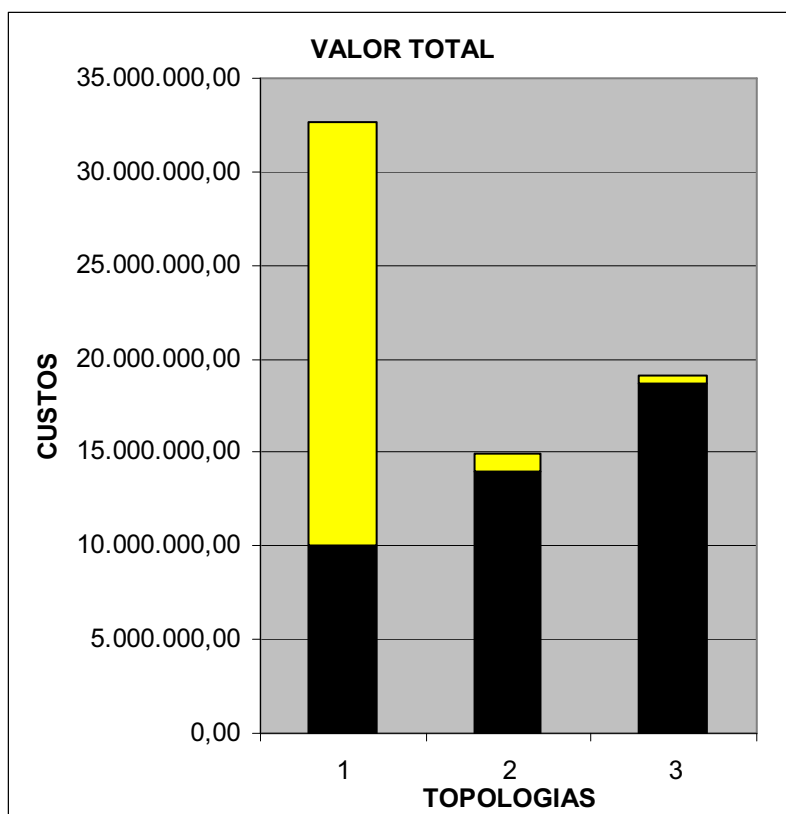


Ilustração 4-11 – Montante total das configurações de atendimento para taxa de 12%

Quando é aplicada uma base de dados estocásticos que informa valores de desempenho mais elevados para as funções de transmissão e transformação do

sistema elétrico de potência, é esperado que os índices de desempenho calculados, para as configurações estudadas, sejam também superiores.

Quando os valores de desempenho forem muito elevados para as configurações analisadas, resultando em reduzidos índices de corte de energia para todas as topologias, com conseqüente baixo valor econômico para o montante da energia não suprida, deve-se recomendar que a ampliação do sistema elétrico seja efetuada na configuração que apresenta grau de severidade menor ou igual a 1 conforme Tabela 2-1.

4.10 *Resumo do Capítulo*

Neste capítulo foi aplicada a metodologia proposta nos capítulos precedentes.

Para possibilitar a aplicação da metodologia foi efetuado levantamento de uma região cujo atendimento atual requer investimentos. Para tanto foram evidenciados os valores da demanda a ser atendida. Foi verificado o período de superação das instalações existentes e, foram elencadas as topologias para atendimento da referida demanda.

As topologias tradicionais para atendimento à demanda compreendem a construção de uma ou duas linhas de transmissão e a construção de uma subestação com a instalação de uma ou duas unidades de transformação. O que resulta habitualmente em três topologias de custos exponencialmente crescentes.

Os elementos principais e relevantes de cada topologia estudada tiveram seus custos orçados mediante aplicação das bases informadas pela Eletrobrás [14]. Para cada topologia foi efetuado o levantamento e determinação dos dados estocásticos [15]. Após, foi efetuado a complementação de cada topologia no caso base de referência de estudo de confiabilidade [16] no programa computacional para cálculo dos índices de confiabilidade [23].

O custo econômico associado ao risco probabilístico de corte de energia é, então, calculado em função dos resultados do processamento do cálculo de confiabilidade mediante a utilização do índice de corte de carga que informa a expectativa de energia não suprida em um ano (EENS), e, o valor econômico da energia que é determinado em função do perfil sócio-econômico da região mediante a aplicação de estudos anteriormente efetuados [17].

Como visto, cada topologia, quanto mais complexa, necessita de maior investimento. Por outro lado, quanto mais complexa, apresenta menores índices probabilísticos de perda no suprimento de energia. Existe um conflito natural entre propor a expansão do sistema mediante a construção de um empreendimento de

alimentação radial, com menor investimento inicial, porém, com maior probabilidade de falha no suprimento, e, propor a implementação de uma topologia com redundância seja de linha de transmissão ou de transformação, que apresentam custo mais elevado, porém, apresentam menores riscos probabilísticos de falha no suprimento.

O procedimento consiste, então, em compor o valor presente do investimento de cada topologia com seu respectivo valor presente do custo do risco probabilístico de corte de carga. Isso para um horizonte de planejamento de 10 anos.

A topologia que apresentar menor custo composto entre o montante de investimento e o montante do risco deve ser recomendada para a expansão do sistema tendo em vista que reúne, em conjunto, o valor otimizado quanto ao investimento e custo do risco.

A metodologia recomendada e utilizada neste estudo foi, adicionalmente, avaliada com diferentes tempos planejados para amortização dos investimentos e igualmente para diferentes taxas de juros a serem contratados. Como esperado, para cada grupo de dados econômicos informado, ocorrem diferenças significativas nos montantes finais, porém, em todas as simulações efetuadas permanece a mesma recomendação de topologia a ser indicada para a expansão do sistema.

Caso o valor econômico dos montantes referentes à energia não suprida seja reduzido, não permitindo a seletividade entre as topologias postuladas, deve ser recomendado que a ampliação do sistema seja efetuada pela configuração mais

econômica e que apresente grau menor ou igual a 1 para desempenho por severidade conforme Tabela 2-1.

5 CONCLUSÃO

Este capítulo irá apresentar as principais conclusões obtidas no decorrer do presente trabalho, bem como sugestões e recomendações para continuidade da pesquisa.

Neste trabalho foi apresentado o contexto decorrente da reestruturação do setor elétrico que passou a exigir um maior grau de eficiência na gestão dos investimentos pelos agentes de distribuição. Foi, também, apresentada uma metodologia de cálculo que ressalta a importância e a utilidade da gestão da confiabilidade para otimização dos investimentos. Este trabalho propõe que o planejamento da expansão da transmissão da distribuição, nas áreas (69 e 138kV), seja efetuado baseando-se primordialmente em técnicas probabilísticas. O modelo proposto é uma ferramenta recursiva eficiente para se determinar a topologia recomendada para a expansão do sistema de transmissão da distribuição, com a qual se obtém a minimização do investimento composto do custo da instalação e do custo do risco probabilístico associado à topologia.

A seguir são apresentadas as principais constatações e conclusões.

A crescente competitividade após a reestruturação no setor elétrico brasileiro tem obrigado os agentes a atuarem de forma que otimizem seus recursos financeiros.

As concessionárias de distribuição devem atender a sua área de atuação com crescentes índices de continuidade. O agente regulador prevê sanções administrativas e econômicas quando índices de continuidade pactuados não são atendidos.

O agente distribuidor deve atender um crescente número de localidades incluídas em programas sociais de universalização de atendimento. O que resulta na construção de empreendimentos com menor retorno ou menor economia de escala.

Percebe-se que há um conflito entre o grau de confiabilidade elevada desejável, que requer mais investimentos, e, por outro lado, o atendimento à demanda de forma mais econômica com a aplicação da menor quantidade de recursos possíveis.

Ratifica-se, com o presente trabalho, a grande contribuição que os estudos e análises de confiabilidade sob a ótica probabilística associados à valoração econômica do investimento em infraestrutura e no custo do risco probabilístico (visão sistêmica) trazem para o aperfeiçoamento do planejamento da expansão da distribuição no seu setor de transmissão.

A seguir são apresentadas algumas recomendações e sugestões para a

aplicação da metodologia proposta e para a extensão dos estudos.

Com os resultados obtidos no presente trabalho é recomendável que o planejamento da expansão da transmissão da distribuição passe do conceito de investimento mínimo em infraestrutura para o planejamento mediante a gestão da confiabilidade obtendo a otimização dos investimentos em relação à confiabilidade.

A metodologia apresentada é uma ferramenta adicional para complementar e auxiliar a tarefa de tomada de decisões quanto à topologia a ser postulada no planejamento da expansão da transmissão da distribuição.

Para a aplicação da metodologia proposta no presente trabalho deve ser dada especial importância na sistematização da coleta e tratamento dos dados estocásticos relativos aos elementos do sistema em estudo. O resultado dos estudos probabilísticos é diretamente influenciado pela adequação dos parâmetros estocásticos aplicados. A utilização de dados estocásticos padronizados pode não refletir a realidade de operação e manutenção do setor em planejamento.

Para a aplicação da metodologia proposta no presente trabalho também é de especial importância o conhecimento experimentado do perfil sócio-econômico da região em estudo. O custo do risco probabilístico da interrupção no fornecimento, avaliado pela expectativa de energia não suprida, está estreitamente relacionado com o perfil da carga a ser atendida seja residencial, comercial ou industrial.

A seguir são apresentadas algumas recomendações quanto a trabalhos futuros.

Os resultados obtidos no presente estudo têm aplicação restrita ao sistema de energia elétrica no setor de transmissão da distribuição, que envolve tradicionalmente as tensões de 69 e 138kV, o qual guarda estreita semelhança técnica com os setores de transmissão. Portanto, quando o objetivo é mensurar o custo do risco do sistema até o ponto final de distribuição, é necessário incluir no presente estudo a parcela que corresponde aos ramais da rede de distribuição. Essa parcela do sistema requer modelagem específica. Assim como, os componentes de distribuição requerem a elaboração de uma base de dados estocásticos também diferenciada para sua adequada representação. Como proposta para ampliação do presente estudo é recomendado, portanto, a elaboração de modelagem que represente adequadamente as redes do setor de distribuição. Assim como, sistematização da coleta e tratamento dos dados estocásticos relativos aos equipamentos e funções das redes de distribuição.

BIBLIOGRAFIA

[1] R. Billinton, R. N. Allan, L. Salvaderi, Applied reliability Assessment in Electric power Systems, IEEE Press, 1991.

[2] M. Th. Schilling, J. C. S. Souza, M. B. Do Couto F., Procedimentos e Critérios Para Análise Computacional de Confiabilidade Preditiva Composta Probabilística de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte, Instituto de Computação, UFF, Relatório Técnico, Junho de 2004.

[3] M. Morozowski F., Planejamento Integrado de Sistemas Multiárea com restrições de Energia e de Confiabilidade: Uma Abordagem Via Programação Estocástica, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Janeiro de 1995.

[4] M. Munasinghe, The Economics of Power System Reliability and Planning, The Johns Hopkins University Press, 1979.

[5] M. Munasinghe, M. Gellerson, Economic Criteria For Optimizing Power System Reliability Levels, The Bell Journal of Economics, Vol. 10, No. 1, Spring 1979.

[6] R. Billinton, R. Mo, Deterministic/Probabilistic Contingency Evaluation in Composite Generation and Transmission Systems, IEEE, Power Engineering Society General Meeting, Denver, 06/2004.

[7] Tokyo Electric Power Co., INC., Power System Development Planning, 1977.

[8] Eletrobrás, Desempenho de Sistemas de Distribuição, Ed. Campos, Vol. 3, 1982.

- [9] M. Munasinghe, Engineering-Economics Analysis of Electric Power Systems, Proceedings of IEEE, Vol. 72, No. 4, April 1984.
- [10] COPEL, MAD - Mercado por Área de Distribuição 2008 - 2017, 2008.
- [11] ANEEL - Regulamentação do Processo de Revisão Tarifária Periódica para Novas Licitações, Nota Técnica N° 067/2006, Anexo VII; 2006.
- [12] C. S. Park, Contemporary Engineering Economics. Reading, MA: Addison-Wesley, 1993.
- [13] D. Young, Modern Engineering Economy, New York: Wiley, 1993.
- [14] ELETROBRÁS, Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Agosto 2007.
- [15] A. BICHELS, R. J. A. LÓPEZ, Atualização de Dados Estatísticos de Falhas de Linhas de Transmissão e de Transformadores da Copel, 1981-1997; CPL/CNET 36/98, Dezembro 1998.
- [16] J. M. LIMA, Uma Análise Minuciosa do Risco Probabilístico do Sistema que Atende o Estado do Paraná, Dissertação de mestrado, UFPR, 2007.
- [17] A. G. Massaud, M. Th. Schilling, J. P. Hernandez, Electricity Restriction Costs, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 141, No. 4, July 1994.
- [18] M. Th. Schilling et alii, Avaliação do Risco Probabilístico da Rede Básica do SIN Utilizando Dados Estocásticos Realistas, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro - RJ, GPL 28, Outubro/2007.

[19] J. Endrenyi, Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons Publ., 1979.

[20] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Análise dos Índices de Confiabilidade do SIN, 06/2007.

[21] K. Bhattacharya, M. H. J. Bollen, J. E. Daalder, Operation of Restructured Power Systems, Springer Publ., 2001.

[22] W. Li, J. Lu, Risk Evaluation of Combinative Transmission Network and Substation Configurations and its Application in Substation Planning, IEEE Transactions on power Systems, Vol. 20, No. 2, Maio 2005.

[23] CEPEL, Manual do Programa Computacional NH2, Versão 7.5, março, 2006.

[24] EPE, Monitoramento, Acompanhamento e Análise do Mercado de Energia, Estatística e Análise do mercado de Energia Elétrica, Julho 2007.

[25] ONS, http://www.ons.org.br/plano_ampliacao/relatorios_antecedentes.aspx .

[26] M. Munasinghe, J. J. Warford, Electricity Pricing, The Johns Hopkins University Press, 1982.

[27] ONS/UFSC, Indicadores de desempenho probabilístico de componentes de geração e transmissão do SIN, Sistema BDCConf, Vol. I/III, Rio de Janeiro, ONS, Jul. 2006.

[28] ANP, Nota_Tecnica_ANP_006_1999[1].pdf, Maio, 1999, http://www.anp.gov.br/notas_tecnicas.asp.

[29] ONS, http://www.ons.org.br/institucional/orientacoes_estrategicas.aspx.

[30] D. S. Ramos, M. Morozowski F., M. T. Schilling, Confiabilidade Integrada ao Planejamento de Sistemas Elétricos – Potencialidades e Perspectivas de Aplicação, VIII SNPTEE, Maio, 1986.

[31] C. C. B. Camargo, Gerenciamento pelo Lado da Demanda: Metodologia para Identificação do Potencial de Conservação de Energia Elétrica de Consumidores Residenciais, Tese de doutorado, UFSC, 1996.

[32] A. C. G. MELO, Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração através do Método da Frequência e Duração, Dissertação de mestrado, PUC/RJ, 1986.

[33] DNAEE, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, portaria no. 046, 17 de abril de 1978.

[34] R. BILLINTON, Bibliography on the Application of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation, IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. 91, no. 2, March/Apr. 1972.

[35] R. BILLINTON, Bibliography on the Application of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation, 1971-1977, IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-97, no. 6, Nov./Dec. 1978.

[36] R. N. ALLAN et alii, Bibliography on the Application of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation, 1982-1987, IEEE Trans. Power Syst., vol. 3, no. 4, Nov. 1988.

[37] ANEEL, Resolução Normativa 024, 27/01/2000, <http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES2000024.PDF>.

ANEXOS

ANEXO AX1 – SIMULAÇÃO DO PROGRAMA NH2

Este Anexo tem por finalidade reproduzir a base de dados de entrada para o caso 1, carga pesada de 2007, utilizando a simulação do programa NH2, e também os principais resultados dos relatórios de saída para o caso.

```

(-----)
( SISTEMA ELTRICO BRASILEIRO - PESADA 2007 )
( Programa N H 2 (NH2FPO) V E R S A O 7.5 )
(-----)
( )
( Dados para Fluxo de Potencia: )
( )
( - TITU (Titulo do Caso) )
( - DBAR (Dados de Barras) )
( - DLIN (Dados de Circuitos) )
( - DARE (Dados de Areas) )
( - DUSI (Dados de Usinas) )
( - DGLT ou DTEN (Dados de Grupos de Limites de Tensao) )
( - DRMI (Dados da Regiao de Monitoracao & Indices) )
( - DRCC (Dados da Regiao de Controle & Contingencias) )
( - DCLT (Dados da Regiao de Controle & Contingencias) )
( - DCTG (Dados de uma Contingencia) )
( - FIM (Fim do Fornecimento dos Dados) )
( )
( Dados Adicionais para Analise de Confiabilidade: )
( )
( - DLCT (Dados de Lista de Contingencias) )
( - DCTS (Dados Estocasticos de Circuitos e Alteracoes Vinculadas) )
( )
( Obs.: Consulte o Manual para maiores detalhes! )
(-----)
(
ULOG
2
2007.SAV
ARQV REST ANAR CONT ←
4
SERV EMOD
ULOG
6
C1L1T.SAI
EXLF NEWT RCVG ←
RELA RILH IMPR FILE
(

```

Restauração do caso base de carga pesada do ano 2007, Gerado pelo programa Anarede.

Execução do fluxo de potência pelo método Newton-Raphson.


```
(
SERV EILH
4
```

Eliminação dos sistemas de corrente contínua, que não são modelados pelo NH2.

```
(
SERV EILH
3
```

```
(
SERV EILH
2
(
(
```

Identificação e dados associados às barras.

DBAR IMPR FILE

```
(No) O TB( nome )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)( A(Vf)
2444 Arapoti--138 1000-34. 98
9444 Arapoti-13.8 1000-34 12.5 4.1 98
2435 M 1.0 0.5
2423 M 98
0904 M 21
0915 M 21
0919 M 21
0921 M 21
0925 M 21
9999
```

Identificação e parâmetros das funções.

DLIN IMPR FILE

```
(De) O (Pa)NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)( Bc)(Cn)(Ce)Ns
2423 24441 1.86 5.68 1.4 120 165
(2423 24442 1.86 5.68 1.4 120 165
2444 94441 41.51 1000 0850 1050 9444 41 41
(2444 94442 41.51 1000 0850 1050 9444 41 41
9999
```

DARE

```
98 * ARAPOTI *
99
```

DLCT IMPR FILE

```
(BTA-JGI
TRAN 0814 0827 1
(FIG-JGI
TRAN 0884 0827 1
(JGI-JGI
TRAN 0827 2423 1
TRAN 0827 2423 2
(JGI-ATI
TRAN 2423 2444 1
(TRAN 2423 2444 2
(ATI-ATI
TRAN 2444 9444 1
(TRAN 2444 9444 2
9999
```

EXLF NEWT RCVG

```
(
```

Dados estocásticos de unidades geradoras			
Taxa de falhas (oc/ano)		Tempo médio de reparo (h)	
DECG			
1	HIDRAULICAS: 1 A 29 MW	1.624000	2.234300
2	HIDRAULICAS: 30 A 59 MW	1.759900	26.80380
3	HIDRAULICAS: 60 A 199 MW	1.869200	35.53470
4	HIDRAULICAS: 200 A 499 MW	1.328600	17.32350
5	TERMOEL: 10 A 59 MW	1.580600	43.44980
6	TERMOEL: 60 A 89 MW	6.760500	20.19200
7	TERMOEL: 90 A 129 MW	5.581100	47.71320
8	TERMOEL: 130 A 199 MW	27.24290	44.20660
9	TERMOEL: 200 A 389 MW	0.476500	23.14500
99			
(
(
(
DCTS IMPR FILE			
(TRs-ATI			
2444	9444 1 0.04611860.0		
(2444	9444 2 0.04611860.0		
(
(
(LINHAS 230 kV Copel			
0878	0872 1 0.80432.2860		
0814	0816 1 0.34872.2860		
0814	0816 2 0.34872.2860		
0814	0816 3 0.34872.2860		
0814	0827 1 2.71602.2860		
0814	0831 1 1.65022.2860		
0816	0815 1 0.26942.2860		
0816	0819 1 0.35062.2860		
0816	0821 1 0.52302.2860		
0816	0822 1 0.39822.2860		
2353	0818 1 0.35862.2860		
2353	0822 1 0.40212.2860		
0839	2458 2 0.22392.2860		
(0839	2458 3 0.22392.2860		
0839	0898 1 1.44812.2860		
0839	1047 1 1.59072.2860		
(2458	0843 1 2.27822.2860		
0615	0884 1 2.08402.2860		
0815	0813 1 0.24372.2860		
0960	0822 1 0.00202.2860		
0960	0821 1 0.00202.2860		
(0818	0813 1 0.61412.2860		
(0818	2477 1 0.49532.2860		
0818	0820 1 0.23572.2860		
0884	0827 1 1.63832.2860		
0884	0878 1 2.28212.2860		
0884	0829 1 2.70412.2860		
0898	1047 1 0.18622.2860		
0817	2459 1 1.38672.2860		
0817	2477 1 1.09352.2860		
0813	2496 1 0.10302.2860		
0813	0822 1 0.08322.2860		
0886	1028 1 0.40212.2860		
0886	1028 2 0.40212.2860		
0868	0872 1 0.37242.2860		
0819	2377 1 0.42592.2860		
0819	2477 1 0.55272.2860		
0829	0831 1 0.43782.2860		
2459	0820 1 1.34312.2860		

Lista das contingências a serem processadas

Taxa de falha

Tempo médio de

0834	2424	1	0.00792.2860
0820	0822	1	0.72312.2860
0821	2399	1	0.40412.2860
(
(Linhas 230 kV Eletrosul			
0878	0954	1	2.81671.3246
0878	1028	1	1.14141.3246
0934	0829	1	4.46741.3246
0934	1047	1	3.94831.3246
0934	1047	2	3.94341.3246
0934	0834	1	3.17341.3246
0551	1029	1	3.84991.3246
0553	1028	1	2.81181.3246
0954	1031	1	1.96551.3246
0954	1047	1	4.45751.3246
0954	1047	2	4.46001.3246
0839	2458	1	0.25461.3246
2458	0978	1	3.10701.3246
0960	0834	1	2.87821.3246
1028	1029	1	0.84381.3246
(0627	0827	1	0.98401.3246
1028	1031	1	2.36431.3246
(1028	1031	2	2.04181.3246
0852	1047	1	2.11311.3246
1047	1069	1	3.98521.3246
(
(Linhas 500 kV Copel			
0896	0897	1	0.94832.2938
0897	1060	1	1.51342.2938
(
(Linhas 500 kV Eletrosul			
0933	0895	1	3.54682.2938
0933	0959	1	3.78672.2938
0933	0824	1	0.17232.2938
0933	0824	2	0.17552.2938
0933	0999	1	2.78852.2938
0933	0856	1	0.91292.2938
0556	1027	1	1.95452.2938
0895	0959	1	0.53942.2938
(0895	0959	2	0.72452.2938
0896	0999	1	3.27642.2938
0999	1027	1	1.93202.2938
0999	1027	2	1.93202.2938
0999	1060	1	2.68872.2938
0999	1060	2	2.71452.2938
0999	0066	1	0.01292.2938
0999	0066	2	0.01292.2938
0999	0066	3	0.01292.2938
1060	0856	1	0.97322.2938
(
(Linhas 500 kV Furnas			
1106	0061	1	0.13202.2938
1106	0061	2	0.13042.2938
1106	0061	3	0.12882.2938
1106	0061	4	0.12562.2938
0895	0125	1	5.34522.2938
0895	0130	1	5.34522.2938
(
(Linhas 750 kV Furnas			
0060	0062	1	3.41324.2079
0060	0063	1	3.42384.2079
0060	0064	1	3.59344.2079

0069 0072 1 2.80904.2079
0070 0072 1 2.79844.2079
0071 0072 1 2.88324.2079
(
(Transformadores de malha Copel
0895 0814 1 0.363649.132
0895 0814 2 0.363649.132
(0895 0814 3 0.363649.132
0896 2458 1 0.363649.132
0896 2458 2 0.363649.132
(
(Transformadores de malha Eletrosul
0933 0934 1 0.363649.132
0959 0960 1 0.363649.132
0959 0960 2 0.363649.132
(0959 0960 3 0.363649.132
1027 1028 1 0.363649.132
1027 1028 2 0.363649.132
(1027 1028 3 0.363649.132
(
(Transformadores de malha Furnas
0061 0060 1 0.159888.293
0061 0060 2 0.159888.293
0061 0060 3 0.159888.293
0061 0060 4 0.159888.293
0065 0058 1 0.159888.293
0065 0059 1 0.159888.293
0065 0068 1 0.159888.293
(
(Transformadores de Fronteira Copel
0878 0879 1 0.583611.726
0878 0879 2 0.583611.726
0934 0823 1 0.583611.726
0934 9335 1 0.583611.726
0814 2359 1 0.583611.726
0814 2359 2 0.583611.726
0816 2363 1 0.583611.726
0816 2363 2 0.583611.726
2353 2354 1 0.583611.726
2353 2354 2 0.583611.726
0954 0860 1 0.583611.726
(0954 0860 2 0.583611.726
0839 0840 1 0.583611.726
0839 0840 2 0.583611.726
0839 0840 3 0.583611.726
0815 2368 1 0.583611.726
0815 2368 2 0.583611.726
0884 2485 2 0.583611.726
0884 9333 1 0.583611.726
0898 0848 1 0.583611.726
(0843 2447 1 0.583611.726
0817 9337 1 0.583611.726
0817 2373 2 0.583611.726
0846 0847 1 0.583611.726
0886 0887 1 0.583611.726
0886 0887 2 0.583611.726
(0886 0887 3 0.583611.726
0827 2423 1 0.583611.726
0827 2423 2 0.583611.726
(0827 2423 3 0.583611.726
0868 0869 1 0.583611.726
0868 0869 2 0.583611.726

0829	0830	1	0.583611.726
0829	0830	2	0.583611.726
0831	2437	1	0.583611.726
0831	2437	2	0.583611.726
0819	2387	1	0.583611.726
0819	2387	2	0.583611.726
2459	2383	1	0.583611.726
2477	2478	1	0.583611.726
2477	2478	2	0.583611.726
0872	2472	1	0.583611.726
0820	2401	1	0.583611.726
0820	2401	2	0.583611.726
0821	2402	1	0.583611.726
0822	2406	1	0.583611.726
(
(LTS	138 E 69 KV DA COPEL	
2408	2357	1	0.56742.5870
2408	2365	1	0.37832.5870
2355	2462	1	0.62152.5870
2355	2427	1	0.56742.5870
2355	2395	1	0.36482.5870
2356	2478	1	0.81062.5870
2356	2478	2	1.01332.5870
2356	2387	1	1.08082.5870
2356	2387	2	1.13482.5870
2356	2400	1	0.81062.5870
AV 1	2400	2401 1	
2356	2405	1	0.81062.5870
AV 1	2405	2407 1	
AV 1	2407	2401 2	
2357	2387	1	0.74312.5870
2357	2387	2	0.78362.5870
2466	2471	1	4.37722.5870
2358	2363	1	0.81062.5870
2358	2368	1	0.74312.5870
2358	2368	2	0.74312.5870
2358	2404	1	1.04032.5870
AV 1	2404	2427 1	
2358	2397	1	0.40532.5870
2358	2397	2	0.51342.5870
2358	2422	2	0.58092.5870
AV 1	2363	2422 2	
2360	2365	1	0.48642.5870
2360	2397	1	0.55392.5870
2361	2412	1	1.55372.5870
2361	2401	1	0.78362.5870
2363	2366	1	1.79682.5870
2363	2393	1	4.86362.5870
2363	2381	1	1.63472.5870
2363	2422	2	0.22972.5870
AV 1	2358	2422 2	
2363	2396	1	3.75582.5870
2467	2471	1	0.85112.5870
2365	2401	1	0.99972.5870
2365	2401	2	0.99972.5870
2366	2387	1	1.01332.5870
2409	2398	1	0.28372.5870
2368	2362	1	0.13512.5870
AV 1	2362	2370 1	
AV 1	2362	2406 1	
2368	2411	1	0.10812.5870
AV 1	2411	2403 1	

AV 1	2403	2402 1
2368	2415 1	0.97272.5870
2362	2370 1	0.51342.5870
AV 1	2362	2368 1
AV 1	2362	2406 1
2369	2478 1	2.44532.5870
2369	2414 1	1.52932.5870
2369	2396 1	1.94542.5870
2420	2446 1	1.85092.5870
2446	2449 1	1.58072.5870
2371	2402 1	0.67552.5870
2371	2406 1	0.70252.5870
2414	2478 1	0.95922.5870
2374	2376 1	2.95872.5870
2367	2374 1	1.75632.5870
2374	2397 1	6.90362.5870
2374	2397 2	6.90362.5870
(2380	2382 1	6.12682.5870
2380	2430 1	2.60742.5870
2380	2401 1	0.72682.5870
2425	2432 1	0.51342.5870
2469	2456 1	7.44402.5870
2469	2471 1	4.28272.5870
2381	2387 1	1.01332.5870
2415	2397 1	0.71602.5870
2386	2372 1	0.44582.5870
AV 1	2372	2397 1
2385	2407 1	0.52692.5870
2385	2478 1	0.81062.5870
2386	2394 1	0.22972.5870
AV 1	2394	2401 1
2388	2401 1	1.52662.5870
2388	2402 1	0.94572.5870
2451	2456 1	8.71402.5870
2430	2392 1	1.55372.5870
2392	2478 1	1.21592.5870
2392	2478 2	0.94572.5870
2462	2406 1	0.55392.5870
2404	2427 1	0.05402.5870
AV 1	2404	2358 1
2362	2406 1	1.35102.5870
AV 1	2362	2370 1
AV 1	2362	2368 1
2411	2403 1	0.68902.5870
AV 1	2368	2411 1
AV 1	2403	2402 1
2403	2402 1	0.68902.5870
AV 1	2368	2411 1
AV 1	2403	2411 1
2407	2405 1	0.08112.5870
AV 1	2401	2407 2
AV 1	2405	2356 1
2407	2401 2	0.67552.5870
AV 1	2407	2405 1
AV 1	2405	2356 1
2401	2394 1	0.71602.5870
AV 1	2394	2386 1
2461	2471 1	0.71602.5870
2397	2372 1	0.45932.5870
AV 1	2372	2386 1
2398	2401 1	1.41862.5870
2398	2401 2	1.41862.5870

2401	2400	1	0.75662.5870
AV 1	2400	2356	1
2412	2402	1	0.77012.5870
876	613	1	3.74232.5870
876	613	2	3.74232.5870
2498	844	1	0.35632.4405
2460	2484	1	2.31602.4405
2460	2468	1	0.65662.4405
859	869	1	0.78902.4405
859	870	1	2.71822.4405
2465	874	1	3.65992.4405
877	880	1	0.96712.4405
877	882	1	2.44332.4405
875	2489	1	1.61362.4405
879	2483	1	0.71262.4405
879	2491	1	0.87042.4405
879	883	1	3.00322.4405
879	2490	1	1.95462.4405
2483	2488	1	0.87042.4405
823	2454	1	2.95742.4405
823	835	1	3.33412.4405
823	836	1	3.72092.4405
2480	887	1	1.37942.4405
838	851	1	1.90372.4405
838	2463	1	2.01062.4405
AV 1	2463	0854	1
838	874	1	4.29102.4405
2484	2470	1	1.64412.4405
AV 1	2470	0869	1
AV 1	2470	0864	1
880	887	1	4.27072.4405
2482	860	1	3.66492.4405
2482	888	1	2.29062.4405
2359	2364	1	0.24432.4405
2359	2391	1	0.40212.4405
2359	2375	1	0.51922.4405
2359	2378	1	2.19902.4405
881	885	1	1.63902.4405
AV 2	0885	0550	1
881	890	1	2.20912.4405
AV 2	0885	0550	1
2437	9437	1	0.01532.4405
AV 1	9437	2436	1
2436	9437	1	1.52712.4405
AV 1	9437	2437	1
2417	2479	1	0.53962.4405
2417	2437	1	0.53962.4405
2354	2351	1	0.60572.4405
2364	2391	1	0.27592.4405
860	9860	1	0.17312.4405
860	866	1	1.54742.4405
860	871	1	0.34612.4405
2454	2476	1	0.51412.4405
2454	2448	1	2.78942.4405
840	841	1	2.48912.4405
840	850	1	3.87362.4405
840	2457	1	1.21152.4405
840	854	1	1.01802.4405
840	854	2	1.01802.4405
840	857	1	2.56042.4405
2418	2439	1	0.89592.4405
AV 1	2439	0830	1

841	850	1	1.52712.4405
861	869	1	3.57842.4405
861	871	1	2.28042.4405
861	9345	1	1.86302.4405
862	865	1	2.84542.4405
862	874	1	2.87092.4405
2442	2443	1	2.00042.4405
2442	853	1	2.04122.4405
882	887	1	2.57062.4405
2491	867	1	1.80702.4405
842	848	1	1.34382.4405
842	845	1	1.84772.4405
883	888	1	2.29062.4405
2485	2429	1	3.14072.4405
2485	2431	1	3.15082.4405
2485	2431	2	3.15082.4405
2485	2481	1	0.03052.4405
848	2452	1	1.21662.4405
848	854	1	3.93472.4405
848	855	1	2.80982.4405
844	850	1	2.93702.4405
844	858	1	0.67192.4405
845	853	1	2.17862.4405
845	855	1	2.85562.4405
2476	807	1	0.53962.4405
863	866	1	2.88112.4405
863	874	1	2.67242.4405
2373	2433	1	1.35912.4405
2373	2384	1	3.09992.4405
847	849	1	2.87602.4405
847	851	1	2.41282.4405
825	826	1	4.29612.4405
825	807	1	3.05412.4405
825	837	1	1.18602.4405
2410	2379	1	0.65152.4405
2410	2383	1	2.11752.4405
869	899	1	0.31052.4405
899	2472	1	0.61082.4405
887	894	1	0.79922.4405
887	892	1	0.42762.4405
2490	892	1	0.20362.4405
2421	2423	1	1.09442.4405
2423	2444		1.11982.4405
826	832	1	1.43542.4405
826	833	1	3.31372.4405
888	828	1	3.41042.4405
2423	2426	1	0.06112.4405
2423	2440	1	0.34662.4405
2423	2428	1	1.59832.4405
864	2473	1	0.36142.4405
864	2470	1	0.28002.4405
AV 1	2470	0869 1	
AV 1	2470	2484 1	
864	2493	1	0.54972.4405
AV 1	2493	0869 1	
2486	890	1	0.41232.4405
2473	2472	1	0.58542.4405
2378	2389	1	2.79962.4405
2448	2452	1	2.98292.4405
865	870	1	3.60392.4405
865	546	1	2.27022.4405
890	894	1	0.59052.4405


```

890      2492 1    0.38182.4405
AV 1    2492 0893 1
890      2488 1    1.12492.4405
890      892 1    0.84502.4405
849      857 1    1.88342.4405
867      2472 1    0.99772.4405
869      2470 1    0.44282.4405
AV 1    2470 2484 1
AV 1    2470 0864 1
869      2493 1    0.04582.4405
AV 1    2493 0864 1
2379     2390 1    2.68252.4405
850      2450 1    2.88112.4405
2433     2383 1    1.29292.4405
2457     854 1    0.55992.4405
2384     2416 1    0.20362.4405
2384     2383 1    0.46322.4405
854      2453 1    1.94452.4405
AV 1     857 2453 1
854      2463 1    1.81212.4405
AV 1     2463 0838 1
830      2439 1    0.69742.4405
AV 1     2439 2418 1
830      833 1    0.46832.4405
830      2479 1    0.36652.4405
2450     858 1    0.40212.4405
2383     2390 1    1.02312.4405
2383     2416 1    0.65152.4405
2492     893 1    0.58542.4405
AV 1     2492 0890 1
857      2453 1    0.09162.4405
AV 1     854 2453 1
855      2495 1    2.05642.4405
832      836 1    4.75932.4405
891      892 1    0.10182.4405
807      837 1    3.30862.4405
835      837 1    2.21422.4405
9345     874 1    2.32622.4405
(
( TRS 138/69 KV DA COPEL
2433     2382 1    0.04611860.0
AV 2     2380 2382 1
0825     2420 1    0.04611860.0
0854     2451 1    0.04611860.0
0866     2469 1    0.04611860.0
0860     2467 1    0.04611860.0
2482     2466 1    0.04611860.0
9999
(
(

```

Limites de geração das unidades

```

DUSI IMPR
(
( USINAS DA AREA :      *          TRACTEBEL          *
(
( 187  902  CogLages-1GR  1  1    28.  28.  -14.  21.
 188  904  Ita-----5GR  5  4   170. 290.  -95.  90.
( 189  907  JLacA1e2-1GR  1  5    25.  50.  -13.  24.
( 190  909  JLacA3e4-1GR  1  6    33.  66.  -9.  36.
( 191  911  JLacB5e6-1GR  1  8    80.  131. -16.  94.
( 192  913  JLacerC7-1GR  1  9   180. 363. -80. 195.
 193  915  Machadin-3GR   3  4   260. 380. -184. 163.

```

```

194  917  PFundo---2GR  2  3    70.  113.  -50.  38.
195  919  SOrsor1a4-4GR  4  3   120.  182.  -37.  55.
196  921  SOrsor5E6-2GR  2  3   120.  175.  -84.  84.
197  925  SSantiago-4GR  4  4   220.  355. -110. 105.
(
( USINAS DA AREA :      *                COPEL-T                *
(
200  800  GBMunhoz-4GR  4  4   248.  419. -200. 200.
201  804  GPSouza--4GR  4  3    15.   65.  -30.  30.
202  808  SCaxias--4GR  4  4   235.  310. -150. 150.
203  810  GN Braga--4GR  4  4   180.  315. -100. 133.
(
( USINAS DA AREA :      *                COPEL-T2                *
(
204  806  StaClara-2GR  2  3    24.   60.  -28.  30.
205  2475 Fundao---2GR  2  3    24.   60.  -28.  30.
206  2350 Chamine--4GR  4  1     1.   4.5  -3.   3.
207  2352 Guaricana4GR  4  1     1.   9.5  -7.   7.
( BARRAS DE REFERENCIA
220  501  I.SOLTEI20GR  20  3    50.  171.  -50.  50.
9999
(
( DADOS DA REGIAO DE MONITORACAO E INDICES
(
(
(
(
DRMI MONS MONF MONT MONR IMPR FILE
98
99
(
( DADOS DA REGIAO DE CONTROLE E CONTINGENCIAS
(
(
DRCC
98
99
(
( DADOS DOS GRUPOS DE LIMITE DE TENSAO
(
(G VMINN VMAXN VMINE VMAXE
DTEN MUDA IMPR FILE
1 0.800 1.200 0.800 1.200
2 0.800 1.200 0.800 1.200
3 0.950 1.046 0.950 1.046
4 0.850 1.050 0.850 1.050
5 0.850 1.050 0.850 1.050
6 0.850 1.050 0.850 1.050
7 0.950 1.050 0.850 1.050
8 0.900 1.100 0.900 1.100
9 0.500 1.300 0.500 1.300
0 0.850 1.050 0.850 1.050
L 0.800 1.200 0.800 1.200
O 0.400 1.900 0.400 1.900
U 0.900 1.046 0.900 1.046
V 0.950 1.048 0.950 1.048
X 0.950 1.100 0.950 1.100
Y 0.950 1.100 0.950 1.100
99
(
(
EXLF NEWT CTAP RCVG QLIM RDSQ RVIO RMON SHED

```

Área monitorada para a formação dos índices.

Execução do fluxo de potência pelo método Newton-Raphson.

```
(  
(  
ULOG  
6  
C1L1T.ENU  
(  
TITU  
ENUMERACAO JUN MED 07 GERACAO CONT SIMPLES  
(  
(  
EXEN TRAN DUPL FMVA MONT NEWT RCAS NORM  
1.E-20  
(  
fim
```

Tolerância para a probabilidade mínima para consideração da ocorrência na análise.

Análise de confiabilidade pelo método de enumeração de estados, contingências até segunda ordem.

Principais resultados obtidos para os dados referentes ao caso 1 (1LT + 1TR)

```

*****
*
*          RELATÓRIO DA CONFIABILIDADE DO SISTEMA          *
*          -----                                          *
*
*
*          MÉTODO DE ENUMERAÇÃO DE ESTADOS                  *
*
*****
    
```

PROBABILIDADE DO CASO BASE..... 98.969589 %
 PERCENTAGEM ANALISADA DO ESPAÇO DE ESTADOS.... 99.969521 %

NO. DE EVENTOS SIMULADOS E SOLUCIONADOS..... 3
 NO. DE EVENTOS CRÍTICOS:
 - COM PROBLEMAS NO SISTEMA..... 3
 - COM CORTE DE CARGA..... 3

***** ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA - LIMITE INFERIOR *****

		SISTEMA	GERAÇÃO	COMPOSTA E TRANSMISSÃO
PPC	Prob. Perda de Carga	9.9993E-01	0.0000E+00	9.9993E-01
LOLP	(%)			
EENS	Exp. Energia Nao Suprida (MWh/ano)	1094.92	0.00	1094.92
FPC	Freq. Perda de Carga	1.1539	0.0000	
LOLF	(oc./ano)			
EPC	Expec. Perda de Carga	87.5937	0.0000	87.5937
LOLE	(h/ano)			
EPNS	Exp. Potencia Nao Suprida (MW)	0.1250	0.0000	0.1250
DPC	Dur. Perda de Carga	75.9118	0.0000	
LOLD	(hrs/occ.)			

- * Carga na Região de Monitoração e Índices 12.50 MW
- * Índice de Severidade (IS) 5255.6191 minutos sistema
- * Índice de Confiabilidade de Energia (ICE) 9.9993E-03 MW/MW
- * Eficacia das medidas corretivas 0.00 %

***** ÍNDICES DE PROBLEMAS NO SISTEMA - LIMITE INFERIOR *****

MODOS DE FALHA D I S J U N T O S

MODO DE FALHA	Probabilidade (%)	Part. (%)	No. Casos
ILHAMENTO	999.9275E-03	100.00	3
FLUXO	0.0000E+00	0.00	0
TENSÃO	0.0000E+00	0.00	0
FLUXO + ILHA	0.0000E+00	0.00	0
TENSÃO + ILHA	0.0000E+00	0.00	0
TENSÃO + FLUXO	0.0000E+00	0.00	0
FLUXO+TENSÃO+ILHA	0.0000E+00	0.00	0
OUTROS ,	0.0000E+00	0.00	0
S I S T E M A	999.9275E-03	100.00	3

MODOS DE FALHA N A O - D I S J U N T O S

MODO DE FALHA	Probabilidade (%)	No. Casos
ILHAMENTO	999.9275E-03	3
FLUXO	0.0000E+00	0
TENSAO	0.0000E+00	0
DEFICIT GERACAO	0.0000E+00	0

ANALISE DE CONFIABILIDADE - METODO ENUMERACAO

Tempo Total de Processamento : 8.12 SEG

CEPEL-Centro de Pesquisas de Energia Eletrica
 Programa N H 2 Versao 7.5.b-P0 (Mar/06)
 ENUMERACAO JUN MED 07 GERACAO CONT SIMPLES

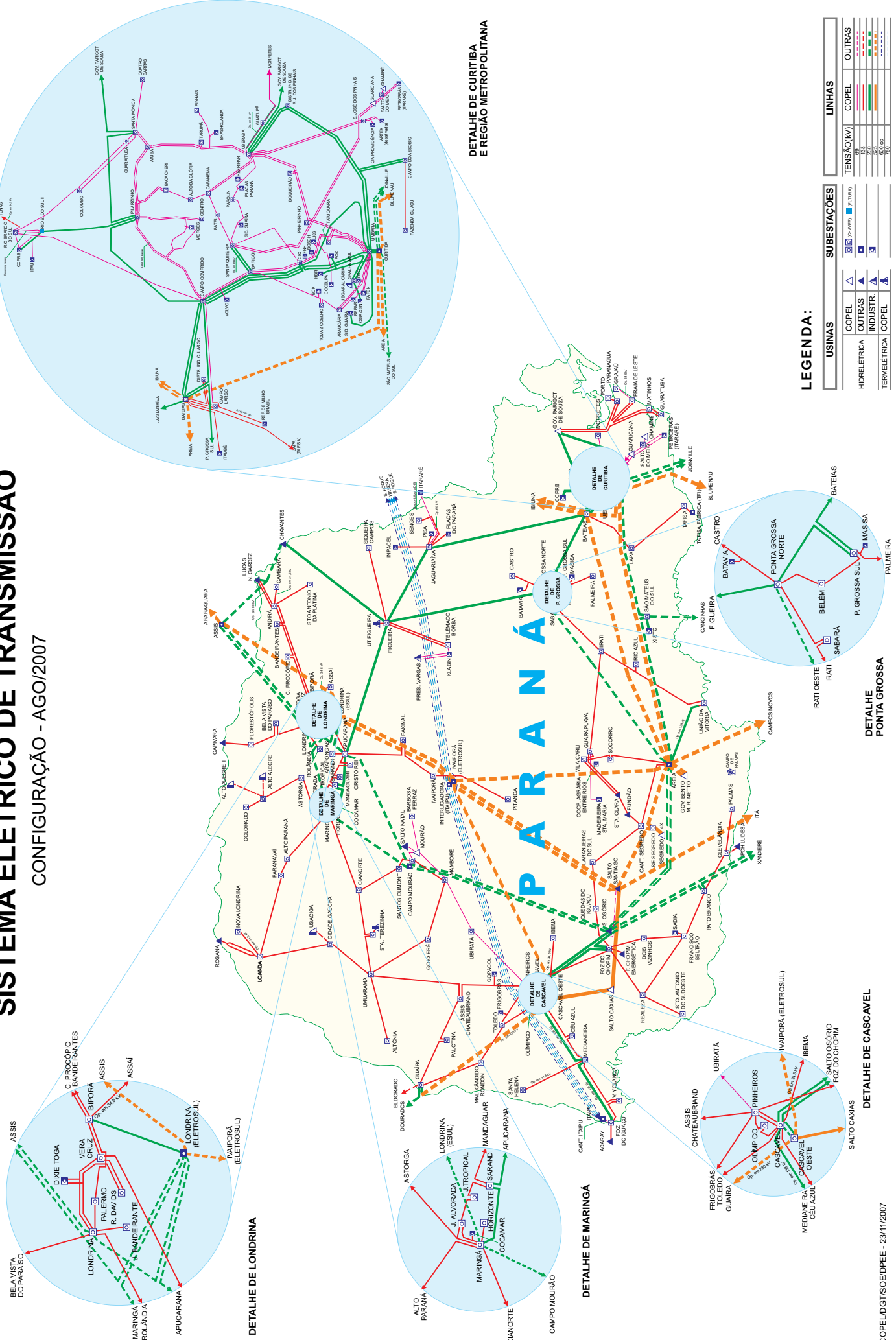
ANEXO AX2 – DIAGRAMA GEOELÉTRICO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DO ESTADO DO PARANÁ

O diagrama geoeletrico mostrado pela figura AX2 informa a topologia da rede considerada no PAR, ciclo 2007-2009, tanto para a transmissao quanto para a distribuicao.

FIGURA AX2 – DIAGRAMA GEOELÉTRICO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO ESTADO DO PARANÁ

SISTEMA ELÉTRICO DE TRANSMISSÃO

CONFIGURAÇÃO - AGO/2007



DETALHE DE CURITIBA E REGIÃO METROPOLITANA

LEGENDA:

USINAS		SUBESTAÇÕES		LINHAS	
	COPEL		COPEL		COPEL
	OUTRAS		OUTRAS		OUTRAS
	TERMELÉTRICA		TERMELÉTRICA		TERMELÉTRICA
	TENSÃO(KV)		TENSÃO(KV)		TENSÃO(KV)
	330		330		330
	230		230		230
	138		138		138
	69		69		69

DETALHE DE LONDRINA

DETALHE DE MARINGÁ

DETALHE DE CASCAVEL

DETALHE DE PONTA GROSSA