

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

LEONARDO CIMINO JUNIOR

**HIERARQUIZAÇÃO DE REFORÇOS DE SISTEMAS DE  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR  
METODOLOGIA MULTICRITÉRIO**

Dissertação submetida à  
Universidade Federal de Santa  
Catarina como parte dos requisitos  
para a obtenção do grau de Mestre  
em Engenharia Elétrica.  
Orientador: Jorge Coelho, D. Sc.

Florianópolis

2011

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária  
da  
Universidade Federal de Santa Catarina

C573h Cimino Júnior, Leonardo  
Hierarquização de reforços de sistemas de transmissão de  
energia elétrica por metodologia multicritério [dissertação] /  
Leonardo Cimino Júnior ; orientador, Jorge Coelho. -  
Florianópolis, SC, 2011.

133 p.: il., grafs., tabs., mapas

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia elétrica. 2. Análise multicritério. 3.  
Sistemas de energia elétrica - Confiabilidade (Engenharia).  
4. Incertezas. 5. Análise de risco. I. Coelho, Jorge. II.  
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU 621.3

Leonardo Cimino Junior

**HIERARQUIZAÇÃO DE REFORÇOS DE SISTEMAS DE  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR  
METODOLOGIA MULTICRITÉRIO**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

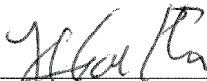
Florianópolis, 13 de abril de 2011

---

Roberto de Souza Salgado, Ph.D.

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**



---

Jorge Coelho, D.Eng.

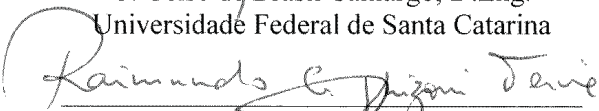
Universidade Federal de Santa Catarina



---

C. Celso de Brasil Camargo, D.Eng.

Universidade Federal de Santa Catarina



---

Raimundo Celeste Ghizoni Feive, D.Eng.

Universidade do Vale do Itajaí



---

Dorel Soares Ramos, D.Eng.

Universidade de São Paulo



*A minha esposa Maria José (Pituca) que com amor e extrema paciência sempre esteve ao meu lado, em todos os momentos, me incentivando a prosseguir.*

*A Catarina (in memoriam) que sempre estará nas nossas lembranças.*



## AGRADECIMENTOS

À Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) representada pelo Dr. Jorge Rodriguez Ortiz, Diretor de Empreendimentos, por esta oportunidade de desenvolvimento profissional.

Ao Gerente de Departamento de Novos Negócios da CTEEP, engenheiro Luiz Roberto Azevedo, pela indicação na participação deste mestrado.

Ao Gerente de Planejamento da Expansão da CTEEP, engenheiro Luiz York Giro, pela amizade, apoio e confiança, sempre contribuindo para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Dr. Jorge Coelho pela amizade, confiança e apoio dispensados ao longo do nosso convívio e principalmente pela orientação no mestrado.

Ao Drs. Celso de Brasil Camargo, Dorel Soares Ramos e Raimundo Celeste Ghizoni Teive pela participação na banca examinadora e pelas valiosas contribuições que enriqueceram este trabalho.

Aos engenheiros Renato Guimarães Ribeiro, Alexandre Orrico Reinig, Luiza Helena Machado Ribeiro e ao Arquiteto Carlos Augusto Mendonça, pelo apoio, amizade, grande carinho e pelas contribuições que enriqueceram este trabalho.

À Maureen F. Pereira, Carlos Alberto Ferraz do Nascimento, Fábio Laranjeira Bernardes, Ricardo Augusto Pereira Matos, Sandra G. Panzarella, Rafael C. Galera, Rosângela Bordin, Marco Valadares e Roberto Simões, pela amizade e apoio que representaram grande incentivo.

Aos participantes da equipe UFSC, referente ao P&D ANEEL n.º 0068 – 003/2007, Marcelo Menezes, Edson Aranha Neto e André Rodigheri, que contribuíram muito para o desenvolvimento desse projeto de maneira sempre competente e pró-ativa.





Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

## **HIERARQUIZAÇÃO DE REFORÇOS DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR METODOLOGIA MULTICRITÉRIO**

Leonardo Cimino Junior

Março/2011

Orientador: Jorge Coelho, D. SC.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: Análise Multicritério, Confiabilidade de Sistema de Potência, Planejamento da Expansão da Transmissão, Incertezas, Análise de Risco.

Número de Páginas: 142.

### **RESUMO**

O presente trabalho aborda o desenvolvimento e a aplicação de metodologia multicritério de forma a estabelecer a hierarquização de reforços, autorizados ou com previsão de serem autorizados, pelo Órgão Regulador Brasileiro, contemplando subestações e linhas de transmissão. O algoritmo utilizado, por meio do método Analytic Hierarchy Process (AHP), mensura o grau de valor que cada reforço agrega à empresa, considerando a ótica do transmissor, representado por meio de um conjunto de critérios aplicados de maneira simultânea apoiando o processo decisório referente à gestão dos mesmos. A metodologia desenvolvida foi aplicada a um sistema de transmissão com mais de uma centena de reforços de uma companhia de transmissão do sudeste brasileiro, e visa apoiar decisões que permitam o melhor retorno ao citado agente e ao sistema elétrico, contemplando a legislação em vigor, as incertezas inerentes ao processo e a avaliação dos aspectos técnicos.



Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

**HIERARCHY OF REINFORCEMENTS ON ELECTRICAL ENERGY TRANSMISSION SYSTEMS BY MULTICRITERIA METHODOLOGY**

Leonardo Cimino Junior

March/2011

Advisor: Jorge Coelho, D.Sc.

Area of Concentration: Electrical Energy Systems.

Keywords: MultiCriteria Analysis, Reliability of Potency System, Planning of Transmission Expansion, Uncertainties, Risk Analysis.

Number of Pages: 142.

**ABSTRACT**

The present work contemplates the development and application of multicriteria methodology to establish the hierarchy of reinforcements, authorized or expected to being authorized by the Brazilian Regulation Agency, to substations and transmission lines. The algorithm used through Analytic Hierarchy Process (AHP) measures the degree of value that each reinforcement aggregates to the company, considering the transmission agent vision, represented by a set of criteria simultaneously applied, supporting the decision making process concerning the management of same. The methodology developed was applied to a transmission system with over one hundred reinforcements on a transmission unit in Southeastern Brazil, and has the objective of supporting decisions to achieve the best return to said agent and the electrical system, complying with the laws in force, the uncertainties related to the process, and the evaluation of technical aspects.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Evolução do Mercado do Estado de São Paulo .....	6
Figura 3.1: Modelo de um Componente a Dois Estados.....	28
Figura 3.2: Estrutura de um modelo multicritério (ENSSLIN et al., 2001).....	36
Figura 3.3: Matriz de Julgamento (COELHO et al., 2010b).....	43
Figura 4.1: Linha de Transmissão sem Seccionamento .....	57
Figura 4.2: Linha de Transmissão com Seccionamento de 1 Circuito.....	57
Figura 4.3: Linha de Transmissão com Seccionamento de 2 Circuitos .....	58
Figura 4.4: Banco de Transformadores – Número de Ocorrências por Região .....	60
Figura 4.5: Banco de Transformadores – Tempos Médios Para a Falha (MTTF) por Região .....	60
Figura 4.6: Banco de Transformadores – Taxas de Falha por Região .....	61
Figura 5.1: Representação Gráfica da Estrutura Hierárquica do Sistema .....	66
Figura 5.2: Fluxo de Caixa .....	73
Figura 5.3: Fluxo de Caixa com Capital de Terceiros .....	73
Figura 6.1: Participantes por Tempo de Empresa .....	84
Figura 6.2: Área de Atuação .....	85
Figura 6.3: Nível de Participação .....	85
Figura 6.4: Prioridades – Estrutura Hierárquica do Sistema.....	87
Figura 6.5: Classificação de Reforços Com/Sem Rentabilidade (Definida) e Com/Sem Representação Probabilística no programa NH2 .....	89



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Níveis de Tensão Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo .....	6
Tabela 2.2: Sistema em Estudo - Composição Básica .....	7
Tabela 2.3: Sistema em Estudo - Relações de Transformação .....	8
Tabela 2.4: Sistema em Estudo - Potências Nominais de Transformadores .....	8
Tabela 3.1: Índices de Risco Probabilístico (SCHILLING, 2004) .....	30
Tabela 3.2: Classificação do Grau de Severidade (CENTRO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS, 2003).....	31
Tabela 3.3: Escala de Saaty (SAATY, 1991) .....	44
Tabela 3.4: Valores de Referência para Julgamentos de Inconsistência (SAATY, 1991) .....	45
Tabela 4.1: Classificação da Origem e Natureza da Causa e do Tipo de Desligamento.....	52
Tabela 4.2: Agrupamentos Considerados .....	55
Tabela 5.1: Critérios para Desconto no PB Devido a Atraso na Data de Entrada em Operação Comercial .....	75
Tabela 5.2: Classificação dos Parâmetros Ambientais .....	77
Tabela 6.1: Perfil dos Especialistas Convidados para Definição das Taxas de Substituição.....	84
Tabela 6.2: Resultado da Hierarquização de Reforços com Rentabilidade e com Representação no NH2 .....	90
Tabela 6.3: Resultado da Hierarquização de Reforços com Rentabilidade e sem Representação no NH2.....	92
Tabela 6.4: Resultado da Hierarquização de Reforços sem Rentabilidade e com Representação no NH2 .....	93
Tabela 6.5: Resultado da Hierarquização dos Projetos sem Rentabilidade e sem Representação no NH2.....	95
Tabela A-1 – Taxas de Substituição .....	134
Tabela A-2 – Resultado dos Pontos de Vista Elementares de Aspectos Estratégicos.....	135
Tabela A-3 – Resultado dos Pontos de Vista Elementares de Aspectos Financeiros .....	135
Tabela A-4 – Resultado dos Pontos de Vista Elementares de Fatores Externos.....	136
Tabela A-5 – Resultado dos Pontos de Vista Elementares de Implantação do Empreendimento.....	136
Tabela A-6 – Ranking dos Projetos .....	142





## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AHP – Analytic Hierarchy Process  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
APA-E – Área de Proteção Ambiental Estadual  
APA-F – Área de Proteção Ambiental Federal  
APA-M – Área de Proteção Ambiental Municipal  
APMult – Análise Probabilística e Multicritério  
APP-Curso D'água – Área de Preservação Permanente por curso d'água  
APP-Topo de Morro – Área de Preservação Permanente por topo de morro  
APP- Nascente – Área de Preservação Permanente por nascente  
AT – Região Alto Tietê  
BT – Região Baixo Tietê  
CCT – Contrato de Conexão à Transmissão  
CI – Grau de Inconsistência  
DIT – Demais Instalações de Transmissão  
DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
FT – Função Transmissão  
I – Índice Randômico de Inconsistência  
IR – Imposto de Renda  
LL – Região Litoral  
LT – Linha de Transmissão  
LTC – Load Tap Change  
MCDA – MultiCriteria Decision Aid  
MME – Ministério de Minas e Energia  
MTTF – Mean Time to Failure  
MTTR – Mean Time to Repair  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PAR – Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica  
PAR - DIT – Plano de Ampliações e Reforços nas Demais Instalações da Rede Básica  
PAR-PET – Consolidação de Obras da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira  
PAR-PET - DIT – Consolidação de Obras das Demais Instalações de Transmissão  
PET – Plano de Expansão da Transmissão  
PMIS – Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico

PV – Parcela Variável  
PVI – Parcela Variável por Indisponibilidade  
RAP – Receita Anual Permitida  
RB – Rede Básica  
RBFr – Rede Básica de Fronteira  
RC – Razão de Consistência  
REN – Resolução Normativa ANEEL  
SE – Subestação  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
SP – Região São Paulo  
TTF – Time to Failure  
TTR – Time to Repair  
UC-E – Unidade de Conservação Estadual  
UC-F – Unidade de Conservação Federal  
UC-M – Unidade de Conservação Municipal  
VP – Região Vale do Paraíba

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO GERAL .....</b>	<b>1</b>
1.1 RELEVÂNCIA DO TRABALHO .....	1
1.2 OBJETIVO DO TRABALHO .....	3
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	3
<b>2. SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM ESTUDO.....</b>	<b>5</b>
2.1 INTRODUÇÃO .....	5
2.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA .....	5
2.3 PLANO DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO.....	10
2.3.1 <i>Introdução</i> .....	10
2.3.2 <i>Objetivo</i> .....	11
2.3.3 <i>Estrutura</i> .....	11
2.4 COMENTÁRIOS.....	12
<b>3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>15</b>
3.1 ASPECTOS REGULATÓRIOS.....	15
3.1.1 <i>Introdução</i> .....	15
3.1.2 <i>Principais Agentes</i> .....	16
3.1.3 <i>Rede Básica (RB) e Demais Instalações de Transmissão (DIT)</i> 18	
3.1.4 <i>Reforços e Melhorias</i> .....	18
3.1.5 <i>Parcela Variável (PV)</i> .....	21
3.1.6 <i>Comentários</i> .....	22
3.2 CRITÉRIO DETERMINÍSTICO .....	23
3.2.1 <i>Introdução</i> .....	23
3.2.2 <i>Vantagens e Desvantagens</i> .....	24
3.3 CRITÉRIO PROBABILÍSTICO .....	25
3.3.1 <i>Introdução</i> .....	25
3.3.2 <i>Avaliação da Confiabilidade</i> .....	26
3.3.3 <i>Modelo a Dois Estados Operativos</i> .....	27
3.3.4 <i>Índices de Risco Probabilístico</i> .....	30
3.3.5 <i>Considerações Gerais</i> .....	31
3.4 COMENTÁRIOS.....	31
3.5 METODOLOGIA MULTICRITÉRIO .....	32
3.5.1 <i>Introdução</i> .....	32
3.5.2 <i>Metodologias Monocritério e Multicritério</i> .....	34
3.5.3 <i>Metodologia MCDA Construtivista</i> .....	35
3.5.4 <i>Pontos de Vista Fundamentais</i> .....	36
3.5.5 <i>Pontos de Vista Elementares (PVE's)</i> .....	37
3.5.6 <i>Descritores</i> .....	38
3.5.7 <i>Taxas de Substituição</i> .....	38
3.5.8 <i>Métodos Delphi</i> .....	39
3.5.9 <i>Método AHP</i> .....	42
3.6 COMENTÁRIOS.....	46

<b>4. BANCO DE DADOS PROBABILÍSTICOS .....</b>	<b>47</b>
4.1 INTRODUÇÃO .....	47
4.2 DADOS DE ENTRADA .....	49
4.3 FONTE DE INFORMAÇÕES .....	49
4.4 SISTEMA DE ANÁLISE E COLETA DE DADOS DO DESEMPENHO DA PROTEÇÃO – SIAP .....	50
4.5 PERÍODO DA AMOSTRA .....	50
4.6 CADASTROS .....	50
4.7 PREMISSAS INICIAIS .....	52
4.8 CÁLCULO DOS TTF’S E TTR’S .....	53
4.9 AGRUPAMENTO .....	55
4.10 CRITÉRIOS UTILIZADOS .....	55
4.10.1 <i>Linhas de Transmissão</i> .....	56
4.10.2 <i>Transformadores</i> .....	58
4.11 COMPORTAMENTO OPERACIONAL DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO .....	59
4.12 COMENTÁRIOS .....	62
<b>5. METODOLOGIA MULTICRITÉRIO DESENVOLVIDA .....</b>	<b>65</b>
5.1 INTRODUÇÃO .....	65
5.2 ASPECTOS PROBABILÍSTICOS (PVF).....	67
5.2.1 <i>Expectativa de Energia não Suprida – EENS (PVE)</i> .....	68
5.2.2 <i>Severidade – SEV (PVE)</i> .....	69
5.3 ASPECTOS ESTRATÉGICOS (PVF).....	69
5.3.1 <i>Oportunidade de Expansão (PVE)</i> .....	69
5.3.2 <i>Imagem Corporativa (PVE)</i> .....	70
5.3.3 <i>Desenvolvimento Tecnológico (PVE)</i> .....	70
5.4 ASPECTOS FINANCEIROS (PVF) .....	71
5.4.1 <i>Regulatório (PVE)</i> .....	71
5.4.2 <i>5.4.2 Rentabilidade (PVE)</i> .....	72
5.4.3 <i>Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI (PVE)</i> .....	74
5.5 FATORES EXTERNOS (PVF) .....	75
5.5.1 <i>Ambiental (PVE)</i> .....	76
5.5.2 <i>Recursos Humanos (PVE)</i> .....	78
5.5.3 <i>PVE – Recursos Materiais</i> .....	78
5.6 IMPLANTAÇÃO DO EMPREENDIMENTO (PVF).....	79
5.6.1 <i>Projeto (PVE)</i> .....	80
5.6.2 <i>Execução (PVE)</i> .....	80
5.6.3 <i>Patrimonial (PVE)</i> .....	80
5.6.4 <i>Aquisição (PVE)</i> .....	80
5.7 COMENTÁRIOS .....	81
<b>6. RESULTADOS E ANÁLISES .....</b>	<b>83</b>
6.1 INTRODUÇÃO .....	83
6.2 DEFINIÇÃO DAS TAXAS DE SUBSTITUIÇÃO .....	83

6.3	HIERARQUIZAÇÃO DOS REFORÇOS .....	88
6.3.1	<i>Reforços com Rentabilidade e com Representação no NH2</i> .....	89
6.3.2	<i>Reforços com Rentabilidade e sem Representação no NH2</i> .....	91
6.3.3	<i>Sem Rentabilidade e com Representação no NH2</i> .....	92
6.3.4	<i>Sem Rentabilidade e sem Representação no NH2</i> .....	94
6.4	COMENTÁRIOS .....	96
<b>7.</b>	<b>CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS</b>	
	<b>FUTUROS</b> .....	<b>99</b>
7.1	TRABALHOS FUTUROS .....	100
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>101</b>
	<b>ANEXO A. SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM ESTUDO–</b>	
	<b>REDE BÁSICA</b> .....	<b>105</b>
	<b>ANEXO B. SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM ESTUDO–</b>	
	<b>DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO</b> .....	<b>107</b>
	<b>ANEXO C. SEQUÊNCIA DE EXECUÇÃO DE UMA PESQUISA</b>	
	<b>DELPHI (WRIGHT; GIOVINAZZO, 2000)</b> .....	<b>109</b>
	<b>ANEXO D. CADASTRO DAS INSTALAÇÕES DE</b>	
	<b>TRANSFORMADORES</b> .....	<b>111</b>
	<b>ANEXO E. CADASTRO DAS INSTALAÇÕES DE LINHAS DE</b>	
	<b>TRANSMISSÃO</b> .....	<b>113</b>
	<b>ANEXO F. CADASTRO DAS OCORRÊNCIAS DE TRANSFORMADORES</b>	
	<b>E LINHAS DE TRANSMISSÃO</b> .....	<b>115</b>
	<b>ANEXO G. CAUSA DO DESLIGAMENTO</b> .....	<b>117</b>
	<b>ANEXO H. NATUREZA ELÉTRICA</b> .....	<b>119</b>
	<b>ANEXO I. LOCALIZAÇÃO DOS DESLIGAMENTOS</b> .....	<b>121</b>
	<b>ANEXO J. ANÁLISES DAS OCORRÊNCIAS DE TRANSFORMADORES</b>	
	<b>E LINHAS DE TRANSMISSÃO</b> .....	<b>123</b>
	<b>ANEXO K. QUESTIONÁRIO: DEFINIÇÃO DAS TAXAS DE</b>	
	<b>SUBSTITUIÇÃO</b> .....	<b>125</b>
	<b>ANEXO L. HIERARQUIZAÇÃO DOS REFORÇOS SEM</b>	
	<b>RENTABILIDADE E COM REPRESENTAÇÃO NO NH2</b> .....	<b>127</b>
	<b>ANEXO M. HIERARQUIZAÇÃO DOS REFORÇOS SEM</b>	
	<b>RENTABILIDADE E SEM REPRESENTAÇÃO NO NH2</b> .....	<b>131</b>
	<b>APÊNDICE. EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA HIERARQUIZAÇÃO</b>	
	<b>DOS REFORÇOS</b> .....	<b>134</b>



# 1. INTRODUÇÃO GERAL

## 1.1 RELEVÂNCIA DO TRABALHO

De acordo com Cimino e Coelho (2009), a atividade de planejamento de sistemas elétricos de potência pode ser definida como o estudo do maior conjunto possível de alternativas que permitam uma prospecção do futuro, dentro de cenários previstos, sendo escolhida aquela alternativa que implique na maior modicidade tarifária à sociedade, assegurando um suprimento confiável sem prejuízo à continuidade e a qualidade de serviço.

Na escolha das alternativas que compõem o conjunto em estudo deve ser contemplado:

- O crescimento do mercado de energia elétrica;
- A escolha de técnicas e tecnologias exequíveis que se adaptem às condições futuras;
- A definição da estrutura do sistema estudado;
- A seleção dos cenários de investimentos otimizados.

Na maior parte das vezes, os estudos de planejamento da expansão são elaborados por critério determinístico (N-1), considerando cenários previstos, onde a escolha da opção de expansão baseia-se na análise técnico-econômica das várias alternativas, sendo escolhida a opção que:

- Atenda ao mercado estudado;
- Garanta o desempenho do sistema, dentro de limites pré-estabelecidos, no período em estudo, não devendo haver corte de carga, provocado pela ocorrência de contingência simples nesse sistema;
- Apresente o mínimo custo representado pelo valor do investimento adicionado do diferencial de perdas.

O Planejamento, de forma centralizada, apresenta atualmente como função objetivo viabilizar a competição entre agentes, estabelecendo uma política de desenvolvimento que deve satisfazer os requisitos de confiabilidade, assegurando um nível de aceitabilidade, que represente a melhor relação entre economia e confiabilidade, uma

vez que um sistema livre de falhas demandaria, a princípio, investimentos infinitos.

As alternativas escolhidas (soluções de planejamento) passam a fazer parte dos planos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), sendo responsabilidade do Ministério de Minas e Energia a consolidação desses planos.

Uma vez consolidados os citados planos, as soluções de planejamento (reforços) podem ser implantadas mediante processo licitatório ou por meio de autorização específica de execução ao transmissor, emitida pela ANEEL, com definição da respectiva receita, de maneira prévia ou não.

Este trabalho baseia-se nas soluções de planejamento autorizadas ou a serem autorizadas pela ANEEL ao transmissor.

Dessa forma, desde a escolha da melhor alternativa, pelos órgãos de planejamento, passando pela autorização de execução e definição de receita, por parte da ANEEL, até a sua implantação pelo transmissor, esse processo é caracterizado por decisão sob incertezas, fortemente influenciado por cenários que podem ser modificados no decorrer do tempo devido aos aspectos políticos, sociais, econômicos, ambientais e tecnológicos, bem como por interesses divergentes entre agentes, que são *“decorrentes do deslocamento do foco do problema, do estritamente técnico para um enfoque híbrido, com acentuadas influências jurídico-econômicas”* (SCHILLING, 2004), dentro de um ambiente de mercado cada vez mais competitivo, em função do modelo atualmente adotado para o Setor Elétrico Brasileiro.

Considerando esse contexto, verifica-se que as incertezas, passam a assumir um papel de suma importância, sendo necessária a utilização de critérios que possam avaliar a adequação do sistema por meio de índices que retratem a confiabilidade operativa do sistema, avaliada pela sua capacidade de minimizar a energia não suprida devido às interrupções programadas e/ou devido a emergências, ou ainda de mantê-los em níveis aceitáveis, sempre que ocorram condições que venham a comprometer a segurança do sistema.

Nesse sentido, como apoio à gestão de reforços, considerando que esses empreendimentos representam soluções de planejamento autorizadas ou a serem autorizadas, pelo Órgão Regulador Brasileiro, fato esse que as caracterizam como equivalentes, devido à obrigatoriedade de execução e do atendimento ao prazo determinado pela ANEEL, torna-se necessário o estabelecimento de uma metodologia de possibilite a hierarquização de reforços, mensurando,



pela ótica do transmissor, o valor que cada um agrega à empresa e ao sistema elétrico.

Essa hierarquização aplicada periodicamente por esse agente, de acordo com a avaliação de cenários, busca preencher a lacuna da metodologia operacional, considerando os aspectos subjetivos das incertezas e riscos associados à gestão desses empreendimentos, auxiliando no apoio a decisões eficazes.

Atendendo a citada necessidade foi desenvolvido, pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), o Projeto de P&D ANEEL n.º 0068 – 003/2007: “Desenvolvimento de Metodologia para Avaliação de Alternativas Equivalentes em Estudos de Expansão do Sistema de Transmissão: Uma Ótica Probabilística”, o qual contempla em seu escopo esta dissertação e a elaboração do aplicativo “Análise Probabilística e Multicritério – APMult”.

## 1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

Esta dissertação tem como objetivo propor a hierarquização de reforços, autorizados ou com previsão de serem autorizados pelo Órgão Regulador Brasileiro, por meio da aplicação de metodologia multicritério de apoio à tomada de decisão.

A aplicação da citada metodologia, considerando a ótica do transmissor, visa mensurar o grau de valor que cada reforço agrega à empresa, representado por meio de um conjunto de critérios aplicados de maneira simultânea de forma a apoiar o processo decisório, referente à gestão dos mesmos, contemplando o melhor retorno a esse agente e ao sistema elétrico de acordo com a legislação em vigor.

## 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho divide-se em sete capítulos e as referências bibliográficas utilizadas, sendo:

- Capítulo 1 – Apresentação do trabalho, apresentando a sua relevância e seus objetivos;
- Capítulo 2 – Sistema de Transmissão em Estudo, caracterizando de maneira geral o sistema e o Plano de

Expansão da Transmissão, utilizado pelo agente, responsável por esse sistema;

- Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica, apresentando uma visão geral dos critérios utilizados nesta dissertação;
- Capítulo 4 – Banco de Dados Probabilístico, abordando uma visão geral referente à sua elaboração para posterior aplicação nos pontos de vista probabilísticos da otimização multicritério;
- Capítulo 5 – Metodologia Multicritério Desenvolvida, apresentando a modelagem e premissas utilizadas para a avaliação dos pontos de vista multicritério;
- Capítulo 6 – Resultados e Análises, apresentando os resultados obtidos das simulações e as respectivas análises referentes à parte do Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo;
- Capítulo 7 – Conclusão e Recomendações, apresentando as conclusões do trabalho e análise do alcance dos objetivos propostos.

## 2. SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM ESTUDO

### 2.1 INTRODUÇÃO

A metodologia proposta, conforme já mencionado neste trabalho, tem como objetivo a hierarquização de reforços autorizados ou com previsão de autorização pelo Órgão Regulador.

Esses empreendimentos constituem basicamente o Plano de Expansão da Transmissão, o qual contempla as alternativas de planejamento consolidadas, obtidas por Critério Determinístico (N-1).

Neste caso específico, o citado plano, elaborado pelo agente transmissor, resulta em um elenco de reforços a serem implantados no Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo.

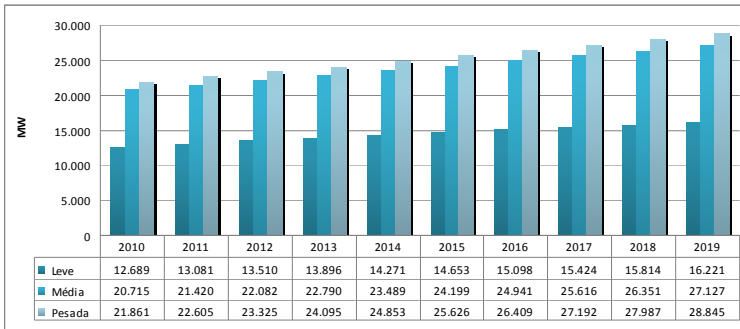
Visando a aderência da metodologia proposta às características de gestão de reforços e de planejamento do transmissor, responsável pelo sistema em estudo, faz-se necessária a apresentação, de forma sucinta, da descrição desse sistema, bem como a estrutura do Plano de Expansão da Transmissão utilizado por esse agente.

Ressalta-se que a versão utilizada, neste trabalho, do Plano de Expansão da Transmissão, refere-se ao ciclo 2009-2013, devido ser a disponível no momento da elaboração da metodologia proposta.

### 2.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O Estado de São Paulo possui a maior potência instalada do Brasil, bem como a maior demanda.

Segundo o Plano Decenal, elaborado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (2011), o mercado de ponta do Estado de São Paulo para o ano de 2010 representou cerca de 55% da região Sudeste/Centro Oeste, considerando o patamar de carga pesada. Este mercado mostra um crescimento de cerca de 3,1% ao ano em média, conforme apresentado na Figura 2 1, considerando os três patamares de carga.



**Figura 2.1: Evolução do Mercado do Estado de São Paulo**  
(Fonte: Plano Decenal – EPE)

O Sistema de Transmissão em estudo possibilita o transporte de energia, desde os pontos de conexão com as empresas geradoras e interligações com outras transmissoras, até a rede de subtransmissão e de distribuição, de propriedade das concessionárias distribuidoras, atendendo aos grandes centros de carga no Estado de São Paulo.

Os níveis de tensão de operação que compõem o Sistema de Transmissão no Estado de São Paulo são apresentados na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1: Níveis de Tensão**  
**Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo**

Caracterização	Nível de Tensão (kV)
<b>Rede Básica</b>	500
	440
	345
	230
<b>Demais Instalações de Transmissão</b>	138
	88
	69

Com relação à Rede Básica, o sistema de 440 kV é composto por 4.925 km de linha de transmissão, suprido a partir das usinas dos Rios Grande, Paraná e Parapanema. É responsável pelo transporte da potência gerada nas usinas até os grandes centros de carga, localizados no interior do Estado de São Paulo e na região da Grande São Paulo.

O sistema de 345 kV consiste basicamente de um anel em torno da área da Grande São Paulo.

O sistema de 230 kV é dividido em 4 regiões: **Parapanema** – essa região tem seu desempenho afetado pelo despacho de geração de usinas hidroelétricas do Rio Parapanema, bem como pelo intercâmbio energético entre as Regiões Sul e Sudeste; **Vale do Paraíba** - apresenta perfil de carga tipicamente industrial; **Metropolitana de São Paulo** - apresenta altas densidades de carga e populacional; **Baixada Santista** - interliga o litoral à zona sul da cidade de São Paulo.

Este trabalho baseia-se na visão de planejamento, ou seja, na disponibilidade da Função Transmissão (FT) a qual, conforme definido por Brasil (2005b), é o:

Conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares.

Dessa forma, optou-se pelo desenvolvimento da metodologia considerando as FT's relacionadas a seguir:

- Linha de Transmissão;
- Transformação.

Tal escolha prende-se ao fato da importância do sistema em estudo e a maior probabilidade de interrupção no suprimento, devido à indisponibilidade dessas FT's, porém ressaltamos que a metodologia proposta pode ser aplicada para as demais funções transmissão, tais como: barramentos, capacitores e reatores.

A composição básica do sistema de transmissão em estudo, considerando as FT's linha de transmissão e transformação, em Janeiro de 2011, é apresentada na Tabela 2.2.

**Tabela 2.2: Sistema em Estudo - Composição Básica**

Subestações			
Nº de Subestações Pertencentes ao transmissor	Nº de Subestações Pertencentes a Terceiros e Operadas pelo transmissor		Potência Instalada (MVA)
100	5		43.992 (*)
Linhas de Transmissão			
Extensão	Aéreo	Subterrâneo	Total
Km de Linhas	12.232	33	12.265
Km de Circuitos	18.618	74	18.692

(\*) Não inclui transformações de Serviços Auxiliares, de Aterramento e as Fases Reservas de Bancos de Transformadores ou Transformadores Reservas.

Referente às Linhas de Transmissão, para efeito deste trabalho, foram considerados os níveis de tensão de operação de 88, 138, 230, 345 e 440 kV, sendo excluídos da análise os níveis de tensão de 500 kV (uma linha não operada pelo transmissor em questão) e 69 kV (refere-se a duas LT's).

Com relação à função transformação, considerou-se a distinção entre bancos de transformadores e transformadores trifásicos.

O sistema dispõe de 24 relações de transformação diferentes, conforme apresentado na Tabela 2 3:

**Tabela 2.3: Sistema em Estudo - Relações de Transformação**

Nível de Tensão da Bucha Primária (kV)	Relação de Transformação	Nível de Tensão da Bucha Primária (kV)	Relação de Transformação
500	500-440 kV	138	138-88 kV
	440-345 kV		138-69 kV
440	440-230 kV		138-34,5 kV
	440-138 kV		138-13,8 kV
	440-88 kV		138-11,5 kV
	440-16 kV		88-13,8 kV
345	345-230 kV	88-11,5 kV	
	345-88 kV	69-13,8 kV	
	345-34,5 kV	34,5-20 kV	
	345-20 kV	34,5-13,8 kV	
230	230-138 kV	20	22- 11,5 kV
	230-88 kV		
	230-20 kV		

As potências nominais dos bancos de transformadores e transformadores trifásicos em operação são relacionadas na Tabela 2 4:

**Tabela 2.4: Sistema em Estudo - Potências Nominais de Transformadores**

Bancos de Transformadores	Potência (MVA)	
	Transformadores Trifásicos	
900	1	25
750	2	30
500	4,69	33,30
400	5	37,50
336	6,25	38,20
330	7,50	40
315	8	45
300	10	60
250	12,50	69,16
189	15	75
150	17,25	123
100	18,75	135
60	20	150
	24	

O sistema em questão foi dividido em 5 grupos com o objetivo de avaliar o comportamento em relação à densidade e perfil da carga, aspectos ambientais, topologia da rede e da região onde está inserida a instalação, etc., fatores estes que influenciam os tempos médios de falha e reparo. Estes grupos são:

➤ Região São Paulo (SP)

Este grupo engloba a região metropolitana da cidade de São Paulo, a qual apresenta como característica principal, altos valores de densidade populacional e de carga.

➤ Região Litoral (LL)

A região do litoral do Estado de São Paulo apresenta como características principais: variações sazonais consideráveis referentes aos valores de carregamento e tempos de atendimento, de maneira geral, diferenciados em relação às outras regiões, por exemplo: atendimento às instalações localizadas no Parque Estadual da Serra do Mar.

➤ Região Vale do Paraíba (VP)

Apresenta como característica principal o perfil de carga tipicamente industrial, sendo considerada uma das regiões mais importantes do Estado de São Paulo.

➤ Região Alto Tietê (AT)

Caracteriza-se pela grande dependência dos níveis de hidraulicidade das usinas do Tietê (Barra Bonita, Bariri e Ibitinga) e do Pardo (Caconde, Limoeiro e Euclides da Cunha). Apresenta também, topologia da rede, referente às Demais Instalações de Transmissão (138 kV), predominantemente malhada.

➤ Região Baixo Tietê – (BT)

O sistema abrangido por essa região caracteriza-se atualmente por problemas referentes à qualidade de energia (níveis de tensão e carregamento). Apresenta também, topologia da rede, referente às Demais Instalações de Transmissão (138 kV), predominantemente malhada.

Nos Anexo A e Anexo B, encontra-se disponível uma visão geral do sistema de transmissão em estudo, dividido em Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão, respectivamente, considerando as citadas regiões.

## 2.3 PLANO DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

### 2.3.1 Introdução

Considerando as regras do Modelo Setorial e os Contratos de Concessão firmados entre a ANEEL e os transmissores, decorrem como obrigações desses agentes os conjuntos de obras de expansão do Sistema de Transmissão relacionados a seguir:

- Reforços das instalações de transmissão, previamente autorizados pela ANEEL;
- Melhorias das instalações de transmissão sem necessidade de autorização prévia da ANEEL em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL n.º 158/2005 revisada pela Resolução n.º 242/2006;
- Novas Concessões de Transmissão outorgadas pela ANEEL, mediante certame licitatório público.

Ressalta-se que para cada reforço autorizado pela ANEEL é definida a correspondente Receita Anual Permitida (RAP), de maneira prévia ou na data de reajuste anual das receitas dos transmissores, após a implantação do empreendimento.

O Plano de Expansão da Transmissão (PET), utilizado neste trabalho, caracteriza o conjunto de obras planejadas a serem implantadas dentro de um horizonte de 5 anos e os respectivos investimentos requeridos, identificados projeto a projeto, alocados cronologicamente no quinquênio, referentes aos reforços consolidados no âmbito do MME, com o objetivo de ampliar e reforçar a capacidade do Sistema de Transmissão em estudo, de forma a atender as seguintes necessidades:

- Crescimento do mercado consumidor de energia elétrica;
- Escoamento da energia produzida até os centros de consumo;
- Intercâmbios de energia entre os subsistemas do Sistema Interligado Nacional (otimização da operação eletroenergética nacional).

O PET reflete o crescimento e as adequações do sistema esperados para o período, sendo o conjunto de obras priorizado dentro dos limites de investimentos anuais definidos na implantação do



Orçamento Plurianual de Investimentos aprovado pelo Conselho de Administração do transmissor.

### 2.3.2 Objetivo

Este PET, elaborado pelo transmissor em questão e considerado neste trabalho, visa apresentar as soluções de planejamento referentes a ampliações e reforços na Rede Básica (RB), Rede Básica de Fronteira (RBFR) e Demais Instalações de Transmissão (DITs) decorrentes de estudos elaborados por Critério Determinístico (N-1), não contemplando as melhorias previstas nas instalações de transmissão, as quais são tratadas em outro documento do agente em questão.

Na obtenção das soluções de planejamento são utilizados os critérios de planejamento atualmente adotados pela EPE, referentes aos valores de carregamento e níveis de tensão das instalações, observadas as condições normais de operação do sistema e contingências simples.

A estrutura do Plano de Transmissão apresentada a seguir refere-se apenas a reforços autorizados ou com previsão de serem autorizados por Resoluções Autorizativas emitidas pela ANEEL, não considerando melhorias e novas concessões de transmissão, outorgadas por essa Agência, conforme já mencionado no objetivo deste trabalho.

### 2.3.3 Estrutura

O PET, elaborado pelo transmissor em questão, é dividido em três tipos de reforços:

- **Tipo 1:** Reforços a serem implantados mediante autorização específica da ANEEL com RAP pré-definida;
- **Tipo 2:** Reforços previstos no Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistemico (PMIS), elaborado pelo ONS, implantados mediante autorização da ANEEL, porém, com RAP a ser incorporada somente no subsequente reajuste anual de receitas;
- **Tipo 5:** Conexões de Acessantes.

O citado documento retrata o desempenho do sistema de transmissão em operação (diagnóstico) e o programa de implantação das

soluções de planejamento previstas (reforços) para a eliminação das restrições apontadas (prognóstico).

O programa de reforços é organizado em seis grupos, detalhados a seguir:

- Reforços previstos no Plano de Obras Consolidadas PAR-PET (ONS/EPE) a serem implantados com **RAP pré-definida (Tipo 1), já autorizados pela ANEEL**, por resolução específica;
- Reforços previstos no Plano de Obras Consolidadas PAR-PET (ONS/EPE) a serem implantados com RAP pré-definida **(Tipo 1), a serem autorizados pela ANEEL**, por resolução específica;
- Reforços previstos no Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistêmico (PMIS), do ONS **(Tipo 2), já autorizados pela ANEEL**, porém, com RAP a ser incorporada somente no subsequente reajuste anual de receitas;
- Reforços previstos no Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistêmico (PMIS), do ONS **(Tipo 2), a serem autorizados pela ANEEL**, com RAP a ser incorporada somente no subsequente reajuste anual de receitas;
- Reforços **já contratados** com acessantes a serem implantados com RAP pré-definida **(Tipo 5)**;
- Reforços **a serem contratados** com acessantes com RAP pré-definida **(Tipo 5)**.

## 2.4 COMENTÁRIOS

Do exposto, verifica-se que a hierarquização de reforços proposta deve ser aplicada ao conjunto de empreendimentos que compõem o Plano de Expansão da Transmissão, elaborado pelo transmissor, devido a esse conjunto representar a visão desse agente referente às soluções de planejamento a serem implantadas, no horizonte de 5 anos.

Verifica-se também que a estrutura apresentada é agrupada basicamente em:

- Reforços Autorizados e a serem Autorizados;
- Reforços com e sem RAP definida.

Esse fato indica que, para a obtenção da hierarquização proposta, os reforços devem ser classificados dentro do grupo a que pertencem, considerando dessa forma a mesma base de comparação.

Devido à complexidade e ao porte do sistema de transmissão em estudo, bem como o atendimento à legislação vigente, fica evidente a necessidade de o transmissor considerar as incertezas associadas à gestão dos reforços em questão, mensurando o grau de confiabilidade que cada um agrega ao sistema.



### **3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Esta revisão bibliográfica busca fornecer uma visão geral dos critérios utilizados nesta dissertação, bem como os motivos de suas utilizações, delineando a abordagem metodológica aplicada.

Dessa forma, este capítulo foi dividido nos itens apresentados a seguir:

- Aspectos Regulatórios;
- Critérios Determinísticos;
- Critério Probabilístico;
- Metodologia Multicritério.

#### **3.1 ASPECTOS REGULATÓRIOS**

##### **3.1.1 Introdução**

A caracterização básica do serviço público de transmissão pode ser descrita conforme apresentado a seguir:

- Receita Regulamentada;
- Modicidade Tarifária;
- Disponibilidade e Capacidade Plena das Funções Transmissão;
- Livre Acesso.

Essa caracterização encontra-se fundamentada na legislação em vigor e sofre a influência dos agentes envolvidos.

Considerando que os aspectos regulatórios a que o transmissor está submetido podem ser compreendidos como as “regras do jogo”, as quais passam a delinear as condições de contorno do ambiente onde encontra-se inserido esse agente, torna-se necessário a apresentação dos principais aspectos que afetam diretamente essas condições. Estes aspectos englobam os principais agentes envolvidos, bem como os conceitos básicos referentes à legislação.

### 3.1.2 Principais Agentes

Considerando o impacto no Plano de Expansão da Transmissão, elaborado pelo agente em questão, das decisões referentes às deliberações dos órgãos reguladores e propositores, apresentamos a seguir uma breve explanação das atribuições desses agentes.

#### ➤ **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**

A EPE tem como finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Esses estudos têm como objetivo orientar as ações e decisões no sentido de equacionar o equilíbrio entre o crescimento econômico do país e as necessidades de expansão da oferta de energia.

Considerando o Plano de Expansão da Transmissão, elaborado pela EPE, dois estudos merecem destaque:

- ✓ Plano Decenal;
- ✓ Programa de Expansão da Transmissão (PET-EPE).

Os planos Decenal e PET-EPE são elaborados considerando os horizontes de 10 e 5 anos, respectivamente, com revisões anuais, a partir de estudos de instalações da Rede Básica visando garantir as condições de atendimento aos mercados e aos intercâmbios entre as regiões.

De uma forma geral, os referidos estudos são desenvolvidos pela EPE em conjunto com os agentes, por meio dos Grupos de Estudos de Transmissão Regionais (GET).

#### ➤ **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**

É de responsabilidade do ONS a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL, bem como propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da Rede Básica e dos reforços existentes, a serem considerados no planejamento da expansão da transmissão.

Considerando o Plano de Expansão da Transmissão, três documentos emitidos pelo ONS, merecem destaque:

- ✓ Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR);
- ✓ Plano de Ampliações e Reforços nas Demais Instalações da Transmissão (PAR – DIT).
- ✓ Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistemático (PMIS).

O PAR e o PAR - DIT contemplam a visão do ONS, para um horizonte de estudo de 3 anos com revisões anuais, referentes às ampliações e reforços considerados, necessários para preservar a segurança e o desempenho adequado da rede do sistema elétrico. O primeiro destina-se à Rede Básica e à fronteira entre a Rede Básica e a Rede de Distribuição, e o segundo às Demais Instalações de Transmissão e obras nos Sistemas de Distribuição com impacto sistêmico.

O PMIS Relaciona as revitalizações necessárias em instalações de transmissão de interesse sistêmico.

➤ **Ministério de Minas e Energia (MME)**

O Ministério de Minas e Energia dispõe de empresas e autarquias vinculadas, como a EPE e a ANEEL, respectivamente.

Promove a compatibilização dos planos de obras emitidos pelo ONS (PAR) e pela EPE (PET), produtos estes denominado como Consolidação de Obras da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira (PAR-PET) e Consolidação de Obras das Demais Instalações de Transmissão (PAR-PET-DIT), os quais consideram o horizonte de 3 anos e visam subsidiar o correspondente processo de autorização de reforços.

➤ **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**

A ANEEL, vinculada ao MME, tem como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, mediar os conflitos entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores, conceder autorização para implantação de ampliações e reforços no sistema elétrico definindo as suas respectivas receitas, estimular a competitividade entre os agentes e assegurar a universalização dos serviços.

Cabe à Agência a emissão de autorização de execução, definição da RAP e da data de entrada em operação comercial dos reforços elencados nos planos consolidados pelo MME.

### **3.1.3 Rede Básica (RB) e Demais Instalações de Transmissão (DIT)**

A atualização mais recente dos critérios de composição da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão data de 2.004, conforme estabelecido em Brasil (2004) é apresentado a seguir:

- **Rede Básica (RB)**
  - ✓ Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV;
  - ✓ Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundárias e terciárias inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.
  
- **Demais Instalações de Transmissão - DIT**
  - ✓ Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradora, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres em caráter exclusivo;
  - ✓ Interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica;
  - ✓ Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

### **3.1.4 Reforços e Melhorias**

A distinção entre reforços e melhorias em instalações da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão foi estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL n.º 158 (BRASIL, 2005a), de 23 de maio de 2.005.

Entende-se por reforços as obras que necessitam de autorização específica para serem iniciadas, e por melhorias aquelas a serem



implementadas diretamente pelos transmissores, com o objetivo de manter o serviço adequado.

Conforme mencionado no item 1.2, deste trabalho, o foco desta dissertação baseia-se em instalações classificadas, pela ANEEL, como reforços.

Dessa forma, conforme estabelecido em Brasil (2005a), reforços são definidos como a:

Implementação de novas instalações de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão dos sistemas de transmissão e autorizadas pela ANEEL, para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional - SIN, ou ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação.

Considerando a terminologia utilizada no Plano de Expansão elaborado pelo transmissor, os reforços podem ser classificados em 3 tipos: 1, 2 e 5.

Os reforços tipo 1, conforme definido em Brasil (2005a), caracteriza-se pela necessidade de autorização de execução e definição prévia da Receita Anual Permitida, por parte da ANEEL, devendo para isso constar no PAR, sendo implementados pelas correspondentes concessionárias de transmissão.

Ressalta-se que apesar da Resolução Normativa ANEEL n.º 158, estabelecer que para serem autorizados, pela Agência Reguladora, esses reforços devem constar no PAR, na prática os reforços devem constar nos planos consolidados pelo ONS e EPE e divulgados pelo Ministério de Minas e Energia.

Assim, conforme informações da ANEEL, essa Resolução deverá ser revisada brevemente passando a retratar o processo praticado atualmente pelos agentes envolvidos.

Os reforços tipo 2, são implementados mediante autorização de execução, desde que haja solicitação do ONS e juntamente com as melhorias devem constar no Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico (PMIS). A RAP associada será incorporada à Receita Anual Permitida das concessionárias de transmissão na data de reajuste anual das receitas, após a entrada em operação dos empreendimentos.

O enquadramento dos reforços de acordo com o tipo (1 ou 2), conforme Brasil (2005a) é apresentado a seguir:

➤ **Reforços Tipo 1**

- ✓ Instalação de transformador ou equipamento de compensação de potência reativa com os respectivos módulos de manobra, para aumento da capacidade de transmissão ou provimento de potência;
- ✓ Recapacitação, repotenciação ou reconstrução de linhas de transmissão, para aumento de capacidade operativa;
- ✓ Instalação de equipamentos para adequação ou complementação do Módulo de Manobra ou das Instalações de infra-estrutura da subestação, em função de alteração da configuração da rede elétrica.

➤ **Reforços Tipo 2**

- ✓ Substituição de equipamentos do módulo de manobra ou das instalações de infra-estrutura da subestação, por superação das respectivas capacidades normatizadas;
- ✓ Substituição de equipamentos do módulo de manobra, para adequação à capacidade de transmissão contratada, observado o disposto o artigo 7º da Resolução Normativa nº 67 de 8 de junho de 2004;
- ✓ Instalação de Sistemas Especiais de Proteção – SEP, abrangendo os Esquemas de Controle de Emergência – ECE, os Esquemas de Controle de Segurança – ECS e as proteções de caráter sistêmico;
- ✓ Instalação ou substituição de sistema de oscilografia digital de longa duração;
- ✓ Remanejamento de equipamentos de transmissão para uso em outros pontos da Rede Básica ou das Demais Instalações de Transmissão;

Os reforços tipo 5, caracterizam-se pelo envolvimento de acessantes, sendo remunerados via encargo de conexão especificado no Contrato de Conexão à Transmissão (CCT).

Para implementação de novos módulos de manobra destinados à conexão de linhas de transmissão, deve-se considerar para assinatura do CCT, o valor de Encargos de Conexão estabelecido pelo Anexo I da REN n.º 158.

### 3.1.5 Parcela Variável (PV)

A qualidade do serviço público de transmissão é medida com base na disponibilidade e na capacidade plena das funções transmissão das instalações integrantes da Rede Básica, conforme estabelecido em Brasil (2007), ficando o transmissor sujeito a desconto na Receita Anual Permitida (RAP) devido a:

- Indisponibilidade;
- Restrição Operativa Temporária;
- Atraso em Entrada em Operação.

A Função Transmissão é considerada indisponível quando ocorrer Desligamento Programado ou Outros Desligamentos, ocasionados por eventos envolvendo o equipamento principal e/ou complementares, e com restrição operativa quando houver redução da sua capacidade de operação.

Devido este trabalho considerar apenas a análise referente à implantação de reforços, a PV neste caso refere-se ao atraso na entrada em operação comercial determinada pela Agência Reguladora, por motivo direta ou indiretamente imputável ao transmissor.

Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 191 de 2005, o Pagamento Base (PB) é definido como a parcela equivalente ao duodécimo da RAP associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma FT.

A apuração do citado período de atraso é feita pelo ONS, a partir da zero hora do dia subsequente à data estabelecida pela ANEEL, resultando em desconto no correspondente pagamento base, conforme os critérios estabelecidos a seguir:

- O período de atraso será apurado em base mensal, limitado em 90 (noventa) dias para efeito de desconto;
- O valor por dia de atraso nos primeiros 30 (trinta) dias corresponderá ao valor “pro rata dia” do Pagamento Base da FT;
- O valor por dia de atraso no período entre o 31º (trigésimo primeiro) dia e o 90º (nonagésimo) dia, corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor “pro rata-dia” do Pagamento Base da FT;

- O valor total do desconto será aplicado após o primeiro mês da entrada em operação da FT e rateado nos quatro meses subseqüentes.

A título de esclarecimento, ressalta-se que além dos descontos mencionados, o agente transmissor poderá sofrer a aplicação das penalidades previstas na Resolução Normativa n.º 63, de 12 de maio de 2004, sendo os valores da PV por indisponibilidade, descontados mensalmente das concessionárias de transmissão, e subtraídos dos encargos de uso do sistema de transmissão, simultaneamente ao referido desconto.

No desenvolvimento da metodologia multicritério, a ser apresentada neste trabalho, foi considerada a aplicação da PV, devido ao atraso na data de operação comercial de reforços classificados como DIT's, apesar de conforme já mencionado anteriormente, a citada aplicação restringir-se a instalações integrantes da RB.

A definição de tal premissa prende-se ao fato que mesmo, segundo legislação vigente, não ser aplicada a Parcela Variável por Indisponibilidade nas instalações pertencentes às DIT's, por atraso na implantação de reforços, o agente transmissor fica sujeito às penalidades estabelecidas na Resolução Normativa n.º 63.

Dessa forma a metodologia multicritério a ser apresentada leva em consideração a aplicação da PVI nas instalações classificadas como DIT's, classificando esses reforços no mesmo critério daqueles integrantes da Rede Básica.

### **3.1.6 Comentários**

Conforme exposto, fica claro que os aspectos regulatórios representam incertezas a serem consideradas pelo transmissor devido ao impacto que podem causar no Plano de Expansão desse agente.

Essas incertezas são caracterizadas por:

- Possibilidade de mudanças na legislação vigente, bem como a interpretação que os agentes, aqui apresentados, fazem da mesma;
- Soluções de planejamento as quais caracterizam os reforços (tipos 1 e 2) ou mesmo indefinições de acessantes (reforços tipo 5) que impactam diretamente as oportunidades de expansão devido à forma de definição da RAP;

- Indisponibilidade de reforços autorizados ocasionando perda de receita e multas.

Dessa forma, considerando os aspectos regulatórios, o transmissor deve, para cada reforço, identificar os pontos positivos e negativos tomando ações que visem à otimização dos pontos fortes e minimização dos pontos fracos de cada empreendimento.

## 3.2 CRITÉRIO DETERMINÍSTICO

### 3.2.1 Introdução

Os estudos de planejamento de sistemas elétricos de potência visam avaliar os níveis de confiabilidade a que os sistemas encontram-se submetidos, indicando soluções que permitam o atendimento da demanda sem violação da capacidade operativa dos equipamentos e dos limites de tensão e frequência, considerando desligamentos programados e contingências, bem como a capacidade do sistema suportar distúrbios específicos, tais como curtos-circuitos ou perdas de elementos conjugados às restrições operativas.

Pode-se afirmar que a principal expectativa do planejamento de um sistema elétrico de potência se resume na obtenção de um elenco de reforços, representado por um plano de expansão, que identifique de forma consistente sobre quando e onde o sistema deve ser expandido, atendendo a níveis de confiabilidade (adequação e segurança) e envolvendo um esforço financeiro considerado factível.

De forma geral, a seleção dos reforços visa à otimização dos investimentos e das implantações baseando-se na formulação de várias alternativas, quando sob um enfoque global são ponderadas as vantagens e desvantagens da escolha de cada uma.

O nível de confiabilidade pretendido está vinculado ao nível de falha no fornecimento de energia aceito pela sociedade, uma vez que um sistema livre de falhas seria extremamente oneroso, sendo sua definição quantitativa determinada por critérios de confiabilidade classificados como: determinísticos e probabilísticos.

### 3.2.2 Vantagens e Desvantagens

Os Critérios Determinísticos baseiam-se na avaliação de situações críticas, definidas em função da experiência de planejadores do sistema e de casos selecionados, pressupondo que se o sistema for capaz de suportar as referidas condições, será capaz de suportar todas as outras.

Apresenta como vantagem:

- A clareza e facilidade conceitual;
- O número limitado de avaliações;
- A utilização de ferramentas computacionais de uso difundido que permitem a representação detalhada e precisa do desempenho do sistema.

Podemos citar como principais deficiências do critério determinístico:

- Falta de flexibilidade e não quantificação dos níveis de risco;
- Não homogeneidade e dificuldade de identificação de áreas críticas do sistema;
- Dificuldade na priorização de implantação de reforços.

O resultado de estudos determinísticos encontra-se baseado na escolha de alternativas de expansão que asseguram o correto funcionamento do sistema em condições previamente determinadas, não sendo possível quantificar o nível de risco associado a uma política de expansão, uma vez que o sistema quando submetido a condições operativas mais severas que as especificadas apresenta desempenho diferente, não sendo possível aferir se há, em termos de confiabilidade, uma reserva excessiva global ou localizada, bem como o limite a que o sistema encontra-se de uma falha.

Soma-se a esse fato a vulnerabilidade a cortes de carga que o sistema poderá estar submetido quando da ocorrência de combinação de eventos simples, situações que em determinadas configurações de sistema podem atingir elevada probabilidade de ocorrência, não captada por esse critério.

Conforme exposto em Silva (1985):

Sistemas de potência são dimensionados de forma que contingências de alta probabilidade de ocorrência (contingências simples) possam ser suportadas sem conseqüências para os consumidores e sem intervenções corretivas, julgando-se antieconômico dimensionar o sistema para suportar contingências de maior severidade, porém com probabilidade de ocorrência remota.

Ao se generalizar esse conceito, a qualidade do serviço do sistema de transmissão, pode vir a ficar comprometida em determinados pontos do sistema que apresentem valores de taxas da falha elevados, indicando a necessidade de análise, por exemplo, de contingências duplas.

Soma-se ao exposto, a impossibilidade de avaliação das conseqüências ao sistema, de forma quantitativa, devido ao atraso no cumprimento da entrada em operação comercial de reforços autorizados. Este fato fica evidente, por meio da legislação atual, onde não há distinção explícita do grau das penalidades a serem aplicadas pelo Órgão Regulador Brasileiro na ocorrência do citado atraso.

### 3.3 CRITÉRIO PROBABILÍSTICO

#### 3.3.1 Introdução

Conforme o Comitê Técnico para Expansão da Transmissão (2001):

O objetivo básico dos métodos probabilísticos incorporados aos procedimentos de planejamento da expansão, consiste em avaliar, em bases quantitativas, os níveis de risco compatíveis com um padrão aceitável de atendimento aos consumidores.

Segundo Camargo (1981), pode-se definir confiabilidade:

Como a probabilidade de um equipamento ou sistema funcionar adequadamente por um período de tempo específico e sob as condições desejadas.

A utilização de técnicas probabilísticas para avaliação quantitativa da confiabilidade de sistemas de potência justifica-se, segundo Camargo (1981):

Devido às várias fontes de incertezas associadas, tais como: tempo de ocorrência de falhas, tempo de saída forçada de um equipamento, tempo de reparo de falhas, a intensidade do pico de carga, a data de entrada de novas instalações em serviço, a frequência e duração de condições climáticas, etc.

### **3.3.2 Avaliação da Confiabilidade**

Em avaliações de confiabilidade, os componentes do sistema elétrico são representados por modelos markovianos a dois ou mais estados.

Dessa forma, a qualidade dessas avaliações depende em grande parte dos modelos e dos dados associados a cada um, como a definição dos estados operativos de interesse e as taxas de transição entre os estados.

Basicamente, um equipamento pode se encontrar nos seguintes estados operativos: operação, indisponibilidade programada e indisponibilidade forçada.

A obtenção dos dados necessários à análise de confiabilidade requer a escolha prévia do tipo de informações a serem utilizadas (resultando nos estudos apresentados no Capítulo 4), referentes ao desempenho dos equipamentos ou das funções sistêmicas, bem como dos estados operativos a serem considerados.

Segundo Centro de Pesquisas Energéticas (2003), no Brasil tradicionalmente as estatísticas de desempenho tratam de funções sistêmicas, enquanto que em outros países tratam, geralmente, do desempenho dos equipamentos.

Essas definições são de extrema importância, uma vez que direcionam a correta obtenção de dados, referentes aos critérios considerados no que diz respeito a desligamentos programados e não programados e a contabilização dos mesmos.



O desenvolvimento deste trabalho baseou-se no modelo de 2 estados (em operação e fora de operação), desconsiderando as saídas programadas, e as informações utilizadas referem-se às funções transmissão relacionadas a transformadores e linhas de transmissão, uma vez que metodologia proposta, de hierarquização de reforços contempla a mensuração do grau de confiabilidade que cada reforço a ser implantado agrega ao sistema, sob a ótica de planejamento da expansão, ou seja, a disponibilidade da função transmissão considerando as soluções de planejamento implantadas.

### **3.3.3 Modelo a Dois Estados Operativos**

Conforme já mencionado, considerou-se neste trabalho o modelo a dois estados. Nesse modelo, o componente muda do estado “em operação” para o “fora de operação”, por meio da ocorrência de um evento denominado “falha”, e retorna ao estado “em operação” por meio da ocorrência de um evento denominado “reparo”.

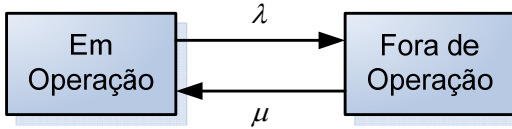
Várias podem ser as causas e os efeitos das falhas, podendo-se dessa forma considerar a ocorrência de falha (e mesmo a sua duração) um experimento aleatório, caracterizada por uma variável aleatória.

O tempo em que o componente permanece em operação é denominado de Tempo para a Falha (Time to Failure - TTF).

Conforme descrito por Coelho et al. (2010a):

Admite-se que o componente, uma vez falhado, possa ser reparado ou substituído, podendo retornar ao estado operativo. Como consequência do caráter aleatório das falhas, o tempo de reparo (Time to Repair – TTR) também pode ser caracterizado como variável aleatória, pois os efeitos das falhas, que podem tornar o reparo mais ou menos demorado, são aleatórios também.

A transição entre os estados é caracterizada pelas taxas de falha ( $\lambda$ ) e taxas de reparo ( $\mu$ ), conforme apresentado na Figura 3.1.



**Figura 3.1: Modelo de um Componente a Dois Estados**

Segundo Coelho et al. (2010a), a base de cálculo de confiabilidade consiste em definir apropriadamente os comportamentos dos tempos para a falha (TTF) e para o reparo (TTR), visando caracterizar as taxas de falha e reparo.

As taxas de transição, conforme descrito por Marcelo M. Reis (1993), são obtidas conforme apresentado a seguir:

➤ **Taxa de Falha** (3.1)

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (\text{falhas/ano})$$

Onde,  
 $\lambda$  = taxa de falha;  
 MTTF = tempo médio para a falha.

➤ **Taxa de Reparo** (3.2)

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (\text{reparos/ano})$$

Onde,  
 $\mu$  = taxa de reparo;  
 MTTR = tempo médio de reparo.

➤ **Frequência da Falha** (3.3)

$$f = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{MTTF + MTTR} \quad (\text{falhas/ano})$$

Onde,  
 f = frequência;  
 MTBF = tempo médio entre falhas.

É evidente que o tempo em que o componente fica em operação deve ser o maior possível, e em contrapartida o tempo em que permanece falhado deve ser mínimo.

Assumindo que o tempo de em que o componente fica em operação (ou tempo médio para a falha - *MTTF*) é muito maior do que o tempo médio de reparo (*MTTR*) admite-se que a frequência de falha ( $f$ ) é aproximadamente igual à taxa de falha ( $\lambda$ ).

$$f = \frac{1}{MTTF} \approx \lambda \quad (3.4)$$

Conforme Coelho et al. (2010a):

A grande maioria das metodologias de avaliação de confiabilidade existentes considera que os tempos para a falha (TTF) podem ser considerados exponencialmente distribuídos, assim como os tempos para reparo (TTR).

Ainda segundo Coelho et al. (2010a):

Caso se possa concluir que os tempos seguem a distribuição exponencial, então as taxas de falha e reparo poderão ser consideradas constantes, presumindo-se que os componentes em questão estão na sua fase de “vida útil”. A avaliação do comportamento dos tempos pode ser feita de forma exploratória (através de ferramentas gráficas como os histogramas, que fazem parte da subdivisão da Estatística chamada Exploratória de Dados), ou através de testes estatísticos de hipótese (para avaliação da aderência dos tempos para a falha e reparo à distribuição exponencial).

Maiores detalhes referentes à citada avaliação de aderência encontram-se apresentados no artigo: “Tempos para a Falha e Reparo de Transformadores de Potência: são Exponencialmente distribuídos?” (COELHO et al., 2010a).

### 3.3.4 Índices de Risco Probabilístico

Os níveis de confiabilidade probabilística podem ser avaliados por meio dos índices de risco probabilísticos do sistema em estudo.

Conforme o Centro de Pesquisas Energéticas (2003):

Índices de risco estão associados a situações nas quais o sistema é incapaz de garantir o desempenho adequado devido a fatores incertos, como saídas forçadas de componentes ou variações não previstas de carga.

Os índices usados com maior frequência, conforme citado por Camargo (1981):

São aqueles derivados das comparações probabilísticas, a determinados instantes, entre a potência que o sistema pode fornecer e a carga suprida.

Apresentamos na Tabela 3.1 os índices básicos mais importantes calculados no processo de avaliação de confiabilidade probabilística de um sistema elétrico, analisado sob o enfoque de regime permanente.

**Tabela 3.1: Índices de Risco Probabilístico (SCHILLING, 2004)**

Índice	Sigla	Unidade	Finalidade
Probabilidade de Perda de Carga	LOLP	%	Avalia probabilisticamente se o sistema está apto ou não para suprir a máxima demanda (horária, diária, mensal e anual) de potência.
Expectância de Perda de Carga	LOLE	horas/ano	Quantifica o número de horas esperado no ano no qual a máxima demanda anual de potência não é suprida.
Expectância de Potência não Suprida	PNS	MW/ano	Quantifica a potência ativa esperada interrompida devido à ocorrência do modo de falha considerado (alcance da insuficiência do suprimento).
Expectância de Energia não Suprida	ENS	MWH/ano	Quantifica a energia média acumulada anual interrompida devido à ocorrência do modo de falha considerado.
Frequência Média de Perda de Carga	LOLF	ocorrência /hora	Quantifica o número de vezes no ano em que o modo de falha ocorre.
Duração Média de Perda de Carga	LOLD	horas/ano	Quantifica a duração média acumulada no ano do modo de falha.
Severidade	SEV	min	Quantifica uma duração fictícia que causaria uma interrupção de energia equivalente à ocorrida no sistema supondo-se demanda máxima constante.

Apesar da dificuldade em estabelecer padrões de riscos aceitáveis, é possível identificar na literatura internacional tentativas de padronização, conforme apresentado na Tabela 3.2 referente ao índice de Severidade, adotado em diversos países.

**Tabela 3.2: Classificação do Grau de Severidade (CENTRO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS, 2003)**

Classificação	Severidade (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	<1	aceitável	Condição normal
Grau 1	1 a 10	não grave	Significativa para poucos consumidores / usuários
Grau 2	10 a 100	grave	Sério impacto para todos consumidores / usuários
Grau 3	100 a 1000	muito grave	Muito sério para todos consumidores / usuários
Grau 4	>1000	colapso	Situação de colapso / blecaute do sistema

### 3.3.5 Considerações Gerais

Considerando que qualquer componente de um sistema está sujeito a falhas durante seu funcionamento, dependendo da configuração do sistema, as falhas de seus componentes podem afetar em maior ou menor grau o desempenho do mesmo.

Essa avaliação quantitativa dos ganhos de cada alternativa de expansão, baseada na combinação dos vários eventos que podem ocorrer, é quantificada em termos do valor esperado da energia não suprida, podendo ser atribuído valor econômico.

Dessa forma, pode-se realizar a análise econômica das alternativas de expansão, tanto em termos comparativos (seleção da melhor alternativa) quanto em termos absolutos (viabilidade econômica da melhor alternativa).

## 3.4 COMENTÁRIOS

Do exposto nos itens 3.2 e 3.3 verifica-se que as soluções de planejamento obtidas por critério determinístico (N-1), o qual é utilizado por todos os agentes pertencentes ao SIN, deve ser complementada por avaliação probabilística.

Essa visão integrada possibilita explorar as vantagens de cada critério, possibilitando avaliar o grau de confiabilidade que cada solução de planejamento (reforço) agrega ao sistema, e conseqüentemente um melhor gerenciamento desses empreendimentos.

Para isso faz-se necessário que o transmissor disponha de uma base de dados que permita a avaliação probabilística desejada.

No próximo capítulo é apresentada uma visão geral da elaboração do Banco de Dados Probabilístico do transmissor em questão.

## 3.5 METODOLOGIA MULTICRITÉRIO

### 3.5.1 Introdução

No período anterior à implantação do novo modelo do setor elétrico, segundo Ramos e Cruz (1996):

Os planejadores brasileiros deparavam-se com condições de contorno estáveis para o seu trabalho: estabilidade de preços de combustíveis, financiamento farto para o setor elétrico e um comportamento previsível do crescimento da demanda. Nesta situação o futuro era previsto com alto grau de confiabilidade e as decisões de planejamento tomadas tendo em vista este horizonte revelavam-se aceitáveis.

Atualmente, com a introdução da competição nos mercados de energia elétrica, conforme Barros e Melo (2003):

Tem sido evidenciada a importância da rede básica de transmissão como um recurso a ser explorado. Tal recurso deve ser valorado e planejado de modo a resultar em uma alternativa de expansão da transmissão, de menor custo possível simultaneamente com um maior nível de confiabilidade.

Coube ao planejamento da expansão (SCHILLING, 2004) esta difícil missão, caracterizada por tomada de decisão face às incertezas devido a cenários que podem ser modificados no decorrer do tempo por aspectos políticos, sociais, econômicos, ambientais e tecnológicos, bem como por interesses divergentes entre agentes, e conforme Ramos e Cruz (1996):

A utilização de métodos que não contemplem a incerteza contida nos cenários propostos levarão certamente a soluções inadequadas e mesmo errôneas.

Segundo Gomes et al. (2009):

Um processo de decisão se constitui basicamente na utilização de um critério de decisão aplicado em dados devidamente estruturados, dado que cada estratégia (alternativa) acarreta resultados diferentes (perdas ou ganhos) dependendo do cenário que ocorrer.

A tomada de decisão, de forma geral, envolve as etapas apresentadas a seguir (SAATY, 1991):

- Planejamento;
- Geração de conjunto de alternativas;
- Estabelecimento de prioridades;
- Escolha da melhor política, após definição do conjunto de alternativas;
- Alocação de recursos;
- Determinação dos requisitos;
- Previsão dos resultados;
- Projeto dos sistemas;
- Avaliação do desempenho;
- Garantia de estabilidade do sistema;
- Otimização;
- Resolução de conflitos.

A decisão conforme Saaty (1991):

É baseada no grau de disponibilidade da informação (distribuição de probabilidade), oscilando entre dois extremos: certeza (disponibilidade total) e incerteza (indisponibilidade), tendo o risco como situação intermediária (disponibilidade parcial).

Nem sempre as informações corretas encontram-se disponíveis ou, em outras palavras, nem sempre a probabilidade é conhecida.

Conforme o grau de disponibilidade das informações (parciais ou imperfeitas), a Teoria de Decisão é dividida em dois enfoques:

- Decisão sob Risco;
- Decisão sob Incertezas.

Do exposto, devido às características do planejamento da expansão da transmissão (mudanças de cenários no decorrer do tempo), este trabalho utiliza a Teoria de Decisão sob Incertezas.

### **3.5.2 Metodologias Monocritério e Multicritério**

Conforme apresentado por Keeney (1996), na tomada de decisão os valores envolvidos geralmente são mais relevantes que as alternativas a serem consideradas. Deste modo, no processo de decisão que hierarquiza os investimentos, fica evidente que as alternativas são apenas meios para alcançar os citados valores.

Na avaliação estratégica de investimentos, o processo de tomada de decisão convencional geralmente tenta avaliar apenas as alternativas, normalmente via análise custo-benefício. Quando os objetivos não estão completos ou encontram-se parcialmente definidos em relação aos valores da empresa (ou decisor) os critérios e dados para avaliar as alternativas de investimentos não são provavelmente tão úteis quanto deveriam. Caso os valores não estejam explícitos na tomada de decisão, o julgamento de cada alternativa e a hierarquização dos investimentos ficarão comprometidos.

Segundo Coelho et al. (2010b):

Na metodologia Monocritério, a melhor alternativa é aquela que otimiza um determinado critério. Tem como maior desvantagem não conseguir levar em consideração os diferentes aspectos relevantes nas alternativas.

Neste estudo a metodologia Monocritério (ou Monocenário) é englobada pela Multicritério, conforme apresentado a seguir.

De acordo com Ensslin et al. (2001), os métodos multicritério consideram mais de um aspecto e, portanto, avaliam as ações segundo um conjunto amplo de critérios. Cada critério é uma função matemática



que mede a performance das ações potenciais com relação a um determinado aspecto. Neste enfoque, deseja-se avaliar essas funções de forma simultânea.

Diversas aplicações da metodologia multicritério nas áreas gerenciais e de engenharia podem ser encontradas, e particularmente no setor de energia incluindo aplicações no planejamento de sistemas de transmissão e distribuição, expansão da geração e planejamento da política energética, entre outras.

Conforme já mencionado, este trabalho visa propor a aplicação de metodologia multicritério na gestão de reforços, autorizados ou com previsão de autorização, pelo Órgão Regulador Brasileiro, referente a subestações e linhas de transmissão, considerando a ótica do agente transmissor.

### **3.5.3 Metodologia MCDA Construtivista**

Problemas não estruturados são aqueles onde a informação é ambígua e incompleta e dessa forma não podem ser claramente definidos, pois uma ou mais das suas variáveis é desconhecida ou não pode ser determinada com algum grau de confiança.

Na visão de conhecimento construtivista o pesquisador e os participantes são considerados fundamentais, pois, é a partir de suas percepções e interações que o contexto será construído, em etapas, a partir das experiências vividas pelos participantes.

O paradigma construtivista considera fundamental a ênfase nos aspectos subjetivos dos decisores (seu sistema de valores), pois considerando o quadro de referência mental individual, cada um deles construirá seu próprio problema com o apoio do facilitador.

A modelagem construtivista, na qual se adotam metodologias multicritério em apoio à decisão (MCDA), proporciona aos seus participantes aprendizagem e ampliação do nível de conhecimento sobre determinado problema.

Para Roy (2006), “este modelo serve como um intermediário cujo objetivo é essencialmente de entender, promover o conhecimento, raciocinar sobre e comunicar a realidade”.

Conforme Ensslin et al.(2001), o processo de apoio à decisão pode ser dividido em três grandes fases:

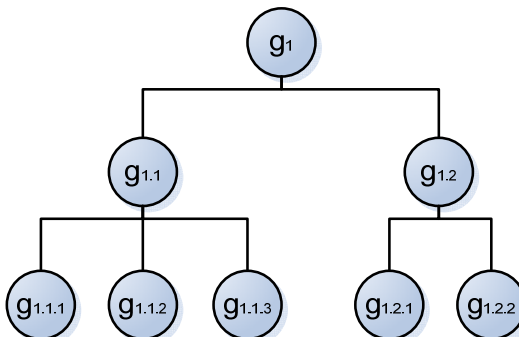
- Estruturação do problema;
- Avaliação das ações potenciais;
- Recomendações.

A fase da estruturação permite que o facilitador construa um modelo de avaliação de ações potenciais que seja o reflexo da vontade dos participantes e represente a situação-problema, onde são considerados os valores dos decisores a respeito.

Dessa forma, a seguir são apresentados os principais pontos referentes à Metodologia Multicritério.

### 3.5.4 Pontos de Vista Fundamentais

O modelo multicritério, conforme apresentado por Ensslin et al. (2001), é construído por meio de uma estrutura arborescente (árvore) e baseia-se na lógica de decomposição, em que um critério mais complexo de ser mensurado é decomposto em subcritérios de mais fácil mensuração. O critério de nível hierárquico superior é definido pelo conjunto de critérios de nível hierárquico inferior que estão ligados a ele na árvore. A estrutura em árvore permite melhor organizar e hierarquizar os diversos aspectos a serem levados em conta quando da avaliação da alternativa, conforme apresentado na Figura 3.2.



**Figura 3.2: Estrutura de um modelo multicritério (ENSSLIN et al., 2001)**

Os Pontos de Vista Fundamentais (PVF) são considerados como o eixo da solução do problema, delimitando a escolha das ações aplicáveis no processo decisório.

Conforme Ensslin et al. (2001), os PVF's devem apresentar as características relacionadas a seguir:

- **Essencial:** Reflete a necessidade dos PVF's representarem um aspecto que seja de fundamental importância segundo os objetivos estratégicos dos decisores;
- **Controlável:** Retrata a necessidade da representação de um aspecto que seja influenciado apenas pelas ações potenciais em questão;
- **Completo:** Representa todos os aspectos considerados como fundamentais pelos decisores;
- **Mensurável:** Permite especificar uma escala de avaliação de performance das ações;
- **Operacional:** Retrata a possibilidade de coleta das informações necessárias referentes à performance das ações potenciais, dentro do tempo disponível e considerando um esforço viável;
- **Isolável:** Permite análise independente dos demais;
- **Não-redundante:** Considera o mesmo aspecto apenas uma vez;
- **Conciso:** Considera, segundo a visão dos decisores, a menor quantidade possível de PVF's;
- **Compreensível:** Permite a geração e comunicação de idéias, onde todos os decisores têm o mesmo entendimento de cada PVF determinado.

Pode-se decompor os PVF em Pontos de Vista Elementares (PVE), permitindo uma melhor avaliação do desempenho das alternativas no ponto de vista considerado. Com isso, permite-se uma maior compreensão do que um PVF pretende considerar.

### 3.5.5 Pontos de Vista Elementares (PVE's)

Os PVE's permitem uma análise mais detalhada do Ponto de Vista Fundamental considerado e conseqüentemente uma maior compreensão de sua abrangência, devendo ser mutuamente exclusivos e caracterizarem detalhadamente o PVF a que estão vinculados.

Segundo Ensslin et al. (2001), devem existir pelo menos dois PVE's conectados a um Ponto de Vista Fundamental.

O modelo multicritério permite mensurar a performance de cada alternativa sob cada ponto de vista. Essa mensuração é obtida por meio de um descritor constituído por níveis de impactos, onde cada nível representa o desempenho do critério utilizado.

### 3.5.6 Descritores

Definidos os Pontos de Vista Fundamentais (PVF) e os Pontos de Vista Elementares (PVE) é necessário construir um critério que permita medir o desempenho de cada alternativa.

Os descritores (ou atributos) podem ser definidos como um conjunto de níveis de impacto que servem como base para descrever a performance de cada PVF.

Conforme Ensslin et al. (2001), cada nível de impacto pode ser encarado como a representação do desempenho (impacto) de uma ação potencial neste objetivo.

Os descritores são essenciais à fase de estruturação por sua capacidade de identificar, de modo adequado, o significado de cada Ponto de Vista Fundamental, clarificando o seu significado. Neste sentido é desejável que os descritores possuam as três características apresentadas a seguir (ENSSLIN et al., 2001):

- **Mensurabilidade:** Retrata quantificação de uma ação, devendo a mesma ser de forma clara e objetiva;
- **Operacionalidade:** Permite mensurar um PVF de maneira independente dos demais;
- **Compreensibilidade:** Permite que todos os decisores possuam a mesma interpretação da associação de um nível de impacto a uma ação potencial.

### 3.5.7 Taxas de Substituição

Segundo Sica et al. (2006):

As taxas de substituição de um modelo multicritério de avaliação expressam a perda de performance que uma ação potencial deve sofrer

em um critério para compensar o ganho de desempenho em outro

As taxas de substituição são comumente chamadas de pesos (weights) ou trade-offs.

Conforme Ensslin et al. (2001), as taxas de substituição podem ser consideradas como constantes de escala, que transformam valores locais de preferência (avaliados em cada critério) em valores globais.

Os métodos para obtenção das taxas de substituição são apresentados a seguir:

- **Método da Pontuação Direta (Direct Weighting):** o decisor atribui diretamente os pesos, atribuindo uma nota de 0 a 10 para cada critério, e divide cada nota pela soma das notas de mesmo nível hierárquico, definindo assim a taxa de substituição (trade-off) entre os critérios e os Pontos de Vista;
- **Método da Multivotação:** Utilizado para ordenar uma lista extensa de riscos. Um número fixo de votos é distribuído a cada participante da votação, onde cada um deve distribuir seus votos entre os riscos do projeto, dedicando um maior número de votos aos riscos considerados mais significativos. Ao fim da votação, os riscos são ordenados de acordo com o número de votos recebidos.
- **Método Delphi:** Este método busca por meio de iterações entre os participantes (especialistas) obter consenso na definição das taxas de substituição.

Neste trabalho optou-se pela utilização do Método Delphi (Afinidade) para o Julgamento Semântico, com o objetivo de garantir a imparcialidade das opiniões dos especialistas participantes do processo.

Dessa forma, a seguir é apresentado um maior detalhamento desse método.

### 3.5.8 Métodos Delphi

Delphi é o nome dado para um conjunto de procedimentos para extrair e refinar a opinião de um grupo de pessoas, tipicamente um painel de especialistas. Foi desenvolvida por Norman C. Dalkey e colaboradores na Rand Corporation (1967).

Conforme apresentado em Gomes et al. (2009):

O princípio do método é intuitivo e interativo. Implica a constituição de um grupo de especialistas em determinada área do conhecimento que respondem a uma série de questões.

O uso deste método tem sido ampliado para incorporar novas estratégias e idéias na proposição de políticas organizacionais mais gerais, tendo como característica uma ferramenta de apoio à tomada de decisão e definição de políticas.

Uma característica do método é o anonimato, o que permite extrair do grupo mais proposições do que qualquer outro método, pois evita o domínio psicológico, a capacidade de persuasão e o efeito citado por muitos autores como efeito de bandwagon (quando a opinião da maioria prevalece sobre a minoria) (GOMES et al., 2009).

De maneira geral, o método para aplicação da técnica Delphi consiste em obter as respostas de cada participante às questões pré-elaboradas, por meio de questionários ou outra forma de comunicação formalizada; fazer iterações (uma ou mais) desses questionários, onde as informações colhidas em cada rodada são controladas e resumidas pelo mediador e realimentada junto ao próximo questionário, adotando como a resposta do grupo uma estatística representativa das respostas finais.

As abordagens tradicionais de discussão em grupo são muito utilizadas a fim de possibilitar uma interação entre os participantes para que se alcance um consenso sobre o assunto.

Segundo Dalkey (1968), o trabalho em grupo apresenta os inconvenientes relacionados a seguir:

- A presença de um participante dominante;
- A capacidade de persuasão de cada um;
- A tendência do participante desejar a aprovação da equipe;
- A resistência de mudar de opinião depois de expô-la ao grupo;
- A pressão para se alcançar um consenso;
- O ruído causado por material redundante ou irrelevante que ofusca materiais relevantes.

Dalkey (1967) constatou que, em questões que não se pode verificar a veracidade dos resultados, tipicamente as opiniões

convergem durante as iterações e que, nos casos que se podem confirmar os resultados, as respostas tendem a se mover na direção da "resposta verdadeira". Após a execução de experimentos comparando os resultados obtidos em reuniões estruturadas e por meio da técnica Delphi, Dalkey observou que as respostas obtidas por meio de questionários foram mais acuradas que as obtidas nas discussões em grupo.

Conforme Gomes et al. (2009), a técnica Delphi possui as seguintes características:

- Redução dos efeitos dos aspectos indesejáveis das reuniões, decorrente da interação do grupo, destacando-se como características o anonimato, elicitando separadamente e de forma privada as respostas das questões preparadas;
- Controle da realimentação, reduzindo o ruído de informações menos relevantes;
- Obtenção de uma estatística das respostas que apresente a opinião do grupo de forma representativa.

Conforme Linstone e Turoff (2002), os métodos de aplicação da técnica Delphi são divididos em dois grupos:

- Delphi Convencional (lápiz-e-papel);
- Conferência Delphi.

No primeiro, um pequeno grupo de mediadores elabora questionários para um grupo maior de participantes. As respostas são, então, resumidas e, com base nos resultados, elabora-se um novo questionário. Usualmente, os participantes têm a oportunidade de avaliar as respostas do grupo pelo menos uma vez.

Na Conferência Delphi, computadores são programados para fazer a compilação dos resultados, reduzindo a influência do grupo de moderadores. Isso traz algumas vantagens (Por Exemplo: a eliminação dos atrasos causados no processamento das informações em cada rodada do Delphi), contudo requer que as características da comunicação estejam bem definidas antes que a técnica seja aplicada, enquanto que no método convencional o grupo de monitores pode fazer ajustes em função das respostas obtidas.

Contudo, a técnica Delphi tem suas limitações e desvantagens. Ironicamente, algumas dessas desvantagens são também vantagens, por exemplo: apesar do anonimato procurar reduzir a influência do grupo

sobre o participante, ele pode resultar num comprometimento individualizado e não refletir o consenso do grupo (GUPTA; CLARKE, 1996)

A seguir, conforme Linstone e Turoff (2002) e Gupta e Clarke (1996), são apresentados outros inconvenientes de se optar pela técnica Delphi:

- O mediador pode impor sua visão ou estruturar o Delphi de forma a permitir outras perspectivas do problema;
- O mediador pode ignorar e não explorar discordâncias, desencorajando a discussão o que pode acarretar em um consenso artificial;
- O resumo e a apresentação das respostas de forma inadequada podem dificultar, ou até inviabilizar, a aplicação da técnica;
- Participantes podem inadvertidamente ou deliberadamente promover um resultado;
- Ausência de critérios para distinguir um especialista de um leigo e ausência de evidências suficientes para julgar se a resposta de um especialista é mais confiável que de outro;
- Assumir que a técnica Delphi pode resolver todo tipo de problema e ignorar outras formas de comunicação.

A seqüência básica de atividades envolvidas na execução do método Delphi é apresentada no Anexo C (WRIGHT; GIOVINAZZO, 2000).

### **3.5.9 Método AHP**

Neste trabalho optou-se pela aplicação do Método AHP (Analytic Hierarchy Process), para tomada de decisão, com suas entradas sendo definidas via Método Delphi, apesar dos vários sistemas multicritério (MDCA) existentes, tais como: Electre, Promethee, etc. Ressaltamos que as citadas metodologias diferem, basicamente, na maneira de comparar os critérios e hierarquizar as alternativas.

Essa opção foi baseada no fato de tratar-se de metodologia bem estabelecida e com firme base matemática, a qual pode ser usada em conjunto com o método de votação Delphi para ordenar os critérios a serem usados na classificação de reforços autorizados ou com previsão



de autorização pelo Órgão Regulador Brasileiro, classificação essa que envolve variáveis quantitativas e qualitativas.

O método AHP foi criado por Thomas Saaty, na década de 70 nos EUA, tendo como objetivo representar os modelos de decisão de modo mais realista incluindo todas as medidas importantes tangíveis ou intangíveis, fatores quantitativamente mensuráveis ou qualitativos.

Inicialmente o problema a ser examinado é decomposto numa hierarquia de objetivos, critérios e alternativas.

A ordenação hierárquica busca fornecer uma visão global do problema e da relação de complexidade, que ajuda o decisor na avaliação da dimensão e conteúdo dos critérios, por meio da comparação homogênea dos elementos. Como consequência, o processo se reduz a uma seqüência de comparações par-a-par desses componentes identificados.

A estrutura hierárquica desenvolve-se linearmente ou não, do nível mais elevado até ao nível inferior, dos conceitos e características gerais para os princípios básicos e concretos.

Conforme Coelho et al. (2010b), “o método AHP usa comparações por pares entre as alternativas, bem como entre os critérios, objetivando determinar as prioridades das alternativas ao longo da hierarquia, normalmente de baixo para cima da mesma”. Após a construção da hierarquia, cada agente de decisão fará a comparação par a par de cada elemento de um dado nível hierárquico, criando-se uma matriz de julgamento, recíproca positiva, onde ele representará, a partir de uma escala pré-definida, a sua opinião/preferência dentre os elementos, comparados entre si.

$$\begin{array}{cccccc}
 & A_1 & A_2 & \dots & A_j & \dots & A_n \\
 A_1 & \left[ \begin{array}{cccccc}
 a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1j} & \dots & a_{1n} \\
 a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2j} & \dots & a_{2n} \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 a_{i1} & a_{i2} & \dots & a_{ij} & \dots & a_{in} \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mj} & \dots & a_{mn}
 \end{array} \right.
 \end{array}$$

**Figura 3.3: Matriz de Julgamento (COELHO et al., 2010b)**

Onde:

$A_i$  = critérios;

Considerando:  $a_{ji} = \frac{1}{a_{ij}}$  e  $a_{ij} = 1$  para  $i = j$

O método AHP apresenta como vantagens:

- Obtenção dos pontos de vista de forma direta;
- Fácil programação;
- Formulação matemática definida;
- Comparação simultânea de diversas alternativas.

Como principal desvantagem podemos citar o fato da comparação aos pares poder provocar inconsistências, o que implicaria na necessidade de revisão da avaliação para a eliminação das mesmas. Destaca-se que uma razão de consistência pode ser aplicada, conforme será apresentado na sequência.

Os julgamentos geralmente podem ser obtidos via rodadas de negociação entre especialistas no assunto, o chamado Método Delphi (conforme apresentado no item 3.5.8) e explicitados em uma matriz à luz de uma escala criada por Saaty (1991).

**Tabela 3.3: Escala de Saaty (SAATY, 1991)**

Intensidade de Importância	Definição	Explicação
1	Importância igual	Dois fatores contribuem igualmente para o objetivo
3	Pouco mais importante	Julgamento favorece um sobre o outro
5	Muito mais importante	Julgamento favorece muito um sobre o outro
7	Acentuadamente mais importante	Julgamento e experiência favorecem acentuadamente um dos fatores
9	Extremamente mais importante	A evidência favorecendo acentuadamente um dos fatores é a mais alta possível
2, 4, 6 e 8	Valores Intermediários	Quando se faz necessária solução de compromisso

Fica definido que quando um fator (critério) X for “n” vezes um fator Y, então Y será “1/n” o fator X.

$$X = 5 \cdot Y \text{ e } Y = \frac{1}{5} \cdot X \quad (3.5)$$

A base matemática do método AHP pode então ser estabelecida a partir da comparação de  $n$  elementos  $C_1, C_2, \dots, C_n$  sendo  $a_{ij}$  a comparação relativa do fator  $C_i$  em relação ao fator  $C_j$ , formando uma matriz quadrada  $A = (a_{ij})$  de ordem  $n$  e com  $a_{ji} = 1 / a_{ij}$  para  $i \neq j$  e  $a_{ii} = 1$  para  $i = j$ . Esta matriz é denominada “**matriz recíproca**”.

A relação  $C_i / C_j$  também é conhecida como um “**peso relativo**” de  $C_i$  em relação à  $C_j$ .

Os pesos serão consistentes quando  $a_{ik} = a_{ij} \cdot a_{jk}$  e esta matriz irá existir quando os  $a_{ij}$  forem calculados de dados medidos (escala de razão).

Assim, para tais grandezas, se  $X$  mede 2 vezes mais do que  $Y$  e  $Y$  duas vezes mais do que  $Z$ , então  $X$  mede quatro vezes mais o que  $Z$ :

$$\begin{aligned} X &= 2 \cdot Y \\ Y &= 2 \cdot Z \end{aligned} \Rightarrow X = 4Z \quad (3.6)$$

Neste caso pode-se achar um vetor  $\omega$  de ordem  $n$  tal que  $A \cdot \omega = \lambda \cdot \omega$ , sendo  $\omega$  um “auto vetor” de ordem  $n$  da matriz  $A$  e  $\lambda$  o seu autovalor. Para uma matriz consistente  $\lambda = n$ .

Para matrizes envolvendo julgamentos humanos, a condição  $a_{ik} = a_{ij} \cdot a_{jk}$  não se verifica, dado que julgamentos humanos são inconsistentes em maior ou menor grau. As relações entre variáveis qualitativas são puramente subjetivas. Neste caso,  $A \cdot \omega = \lambda_{\max} \cdot \omega$  e  $\lambda_{\max} \geq n$ .

A diferença entre  $\lambda_{\max}$  e  $n$  dá uma indicação do grau de inconsistência dos julgamentos, calculado segundo Saaty (1991), por:

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (3.7)$$

Saaty (1991) sugere que este índice seja comparado a julgamentos feitos completamente ao acaso, envolvendo grandes amostras de matrizes aleatórias de ordem crescente, segundo a Tabela 3.4:

**Tabela 3.4: Valores de Referência para Julgamentos de Inconsistência (SAATY, 1991)**

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0	0,58	0,9	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Então, a razão de consistência, CR, será dada por:

$$CR = \frac{CI}{I} \quad (3.8)$$

Saaty (1991) sugere, ainda, que caso esta razão supere 0,10 (10 %), o conjunto de julgamentos será inconsistente e pouco confiável. Na prática, valores pouco superiores a 10 % são aceitos.

### 3.6 COMENTÁRIOS

A aplicação da metodologia multicritério no planejamento da expansão da transmissão completa uma lacuna existente referente ao apoio à decisão na implantação de reforços.

Por meio de critérios, validados por especialistas (ótica do transmissor), é possível, de forma simultânea, mensurar a performance das várias soluções de planejamento (reforços) a serem implantados.

A possibilidade de avaliação de vários cenários, de acordo com as incertezas e riscos associados à implantação de reforços, bem como a reavaliação periódica dos critérios definidos (PVF e PVE), considerando possíveis adequações às mudanças na ótica do agente em questão, permite o apoio necessário na tomada de decisões, de forma pró-ativa e, sobretudo induz ao aprendizado da empresa (especialistas), melhorando a sinergia entre os envolvidos, uma vez que os mesmos passam a ter uma visão mais apurada do conjunto de empreendimentos a serem implantados, e seus impactos.

## 4. BANCO DE DADOS PROBABILÍSTICOS

### 4.1 INTRODUÇÃO

A necessidade de suprir o mercado consumidor de energia elétrica com a máxima eficiência exige intensos estudos para melhoria contínua do serviço prestado em todas as etapas do processo de fornecimento de energia elétrica, desde a geração, passando pela transmissão, chegando finalmente à maior parcela de consumo por meio da distribuição.

Esses estudos caracterizam-se, principalmente, pelo objetivo de garantir a máxima confiabilidade na prestação do serviço de energia de forma a manter os equipamentos do sistema de potência em operação por um período de tempo que seja suficiente para compensar os custos de aquisição e instalação dos mesmos.

No que tange à transmissão, a elaboração de banco de dados engloba o cadastramento de todas as linhas de transmissão, transformadores, capacitores, reatores e barramentos e destina-se ao estudo das falhas (interrupção de abastecimento energético), da duração da indisponibilidade e o motivo de cada interrupção (causa da falha).

O período de análise é determinado a partir dos dados disponíveis, considerando as instalações do sistema de transmissão em estudo.

Os estudos de confiabilidade composta (geração e transmissão) podem ser desenvolvidos de duas maneiras:

- Avaliação de desempenhos passados e/ou;
- Prognóstico de desempenho futuro.

A avaliação de desempenhos passados baseia-se nos valores dos índices de risco calculados a partir das indisponibilidades, das taxas de falha e dos tempos médios de reparo de cada instalação.

Na análise de prognóstico de desempenho, é necessário transformar experiências passadas em exigências futuras, a fim de manter a regularidade do sistema.

Os programas computacionais destinados à realização de estudos de confiabilidade, em geral, são compostos de um módulo de análise de desempenho (critério determinístico) e outro destinado ao cálculo dos índices de risco (critério probabilístico).

A elaboração de análise de desempenho, de uma forma geral, é de conhecimento dos agentes, sendo feita em regime permanente, por meio da simulação de fluxo de potência, para uma determinada topologia da rede, com aplicação de medidas corretivas de redespacho de geração, de ajustes de LTC e de cortes de carga.

O cálculo dos índices de risco baseia-se em dados estocásticos, sendo necessária a definição de modelos representativos dos modos de falha e dos parâmetros associados.

A aplicação de métodos probabilísticos em estudos do planejamento da expansão da transmissão requer o desenvolvimento de modelagem probabilística, baseada em informações estatísticas confiáveis, referentes ao desempenho do sistema em estudo e de seus componentes, de forma que seja representada a realidade operacional.

O processo de levantamento de dados baseia-se na criação de planilhas contendo atributos especificados de tal maneira que seja possível a identificação da instalação, o tempo de indisponibilidade e a análise da ocorrência, sendo o desempenho da confiabilidade das instalações de transmissão estimado em termos da capacidade de disponibilidade do sistema elétrico.

Conforme mencionado no item 2.4, foi constatada a necessidade do transmissor considerar as incertezas associadas à gestão dos reforços em questão, mensurando o grau de confiabilidade que cada um agrega ao sistema.

Dessa forma, por meio do Projeto de P&D ANEEL n.º 0068 – 003/2007: “Desenvolvimento de Metodologia para Avaliação de Alternativas Equivalentes em Estudos de Expansão do Sistema de Transmissão: Uma Ótica Probabilística” foi desenvolvido um banco de dados probabilístico para o agente transmissor em questão, sendo utilizado nesta dissertação o módulo de análise probabilística do programa APMult para a obtenção dos tempos para falha e reparo e das taxas de transição.

Apresentamos a seguir, de forma sucinta, a metodologia elaborada para a estruturação da base de dados estocástica para desligamentos forçados do sistema de transmissão, sob responsabilidade de um agente transmissor, referente ao Estado de São Paulo.

Conforme já exposto no item 2.2, este trabalho baseia-se na visão de planejamento, considerando a disponibilidade das funções transmissão: linhas de transmissão e transformação.

## 4.2 DADOS DE ENTRADA

A referida base de dados foi estruturada, conforme apresentado a seguir, com o objetivo de possibilitar a elaboração da análise do comportamento operacional do sistema e a obtenção das taxas de falha ( $\lambda$ ) e dos tempos médios de reparo (MTTR), dados de entrada necessários para a utilização do programa computacional (NH2), destinado ao cálculo dos índices de risco probabilísticos do sistema em estudo.

- Instalação afetada;
- Data e horário da ocorrência (falha);
- Data e horário do reparo (restabelecimento operativo);
- Quantidade de desligamentos da instalação afetada;
- Causa;
- Análise da Ocorrência.

Uma vez determinados os dados de entrada, foram analisadas as fontes de informação disponíveis de onde devem ser extraídos os dados selecionados.

## 4.3 FONTE DE INFORMAÇÕES

A escolha da fonte de informações, considerando as características dos dados de entrada, definidos no item 4.2, destinados à elaboração do banco de dados, foi baseada nos critérios, relacionados a seguir, visando à representação da realidade operacional, a perenidade do processo e dispêndio do menor tempo possível nas revisões das informações, com o objetivo de refletir em um ganho de qualidade nas análises probabilísticas e na metodologia de apoio a decisão.

- Confiabilidade das informações;
- Simplicidade de captura dos dados;
- Possibilidade de realimentação periódica dos dados;
- Possibilidade de automatização do processo;
- Velocidade de resposta.

Após análise das fontes de informações disponíveis, tais como relatórios de planejamento, operação e manutenção, do transmissor em

questão, e do ONS, bem como artigos diversos com valores padrões de taxas de transição, optou-se pela utilização do Sistema de Análise e Coleta de Dados do Desempenho da Proteção (SIAP), para obtenção dos dados.

#### 4.4 SISTEMA DE ANÁLISE E COLETA DE DADOS DO DESEMPENHO DA PROTEÇÃO – SIAP

O “Sistema de Análise e Coleta de Dados do Desempenho da Proteção – SIAP” foi desenvolvido, em 1.998, pelo Operador Nacional do Sistema, no qual os agentes são obrigados a cadastrarem e informarem a esse órgão, com periodicidade anual, as análises de perturbações ocorridas nos seus respectivos sistemas.

O SIAP é composto de arquivos em Access, interligados entre si, e conforme exposto pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (1980), engloba as funcionalidades de maior dinamismo, referentes a três aplicativos, desenvolvidos em plataforma mainframe, em uso desde 1.979. Contemplavam os módulos estatísticos de desligamentos forçados e atuações da proteção dos componentes do Sistema Elétrico, tais como: linhas de transmissão, geradores, transformadores de potência, barramentos, reatores shunt, bancos de capacitores, compensadores síncronos e estáticos.

Por se tratar de informações oficiais das empresas que são encaminhadas ao ONS, optou-se pela utilização do SIAP como fonte de informações referentes às ocorrências, tais como: data e horário da ocorrência e do reparo (tempo de indisponibilidade), localização da falha, quantidade de desligamentos das instalações, no período em estudo, causas, e a análise das ocorrências propriamente ditas.

#### 4.5 PERÍODO DA AMOSTRA

Utilizou-se o histórico de 10 anos (1998-2007) que corresponde a todo período disponível das indisponibilidades registradas no SIAP, referente ao transmissor em questão.

#### 4.6 CADASTROS

Uma vez definidos os dados de entrada, a fonte para obtenção desses dados e o período da amostra, optou-se pela elaboração de dois



cadastros independentes de forma padronizada: um para linhas de transmissão e outro para transformadores, considerando as informações dos Departamentos de Operação e Manutenção do transmissor, utilizando o software Excel.

Tal opção se fez necessária visando facilitar a triagem dos dados, devido ao grande número de instalações e as características distintas dessas duas funções transmissão.

Cada cadastro (linhas de transmissão e transformadores) apresenta a seguinte estrutura:

➤ **Cadastro das Instalações.**

Após a verificação dos dados disponíveis constatou-se a necessidade de elaboração do cadastro padronizado das instalações envolvidas.

Este cadastro apresenta a identificação de todas as instalações, sob responsabilidade do transmissor, e contempla todas as mudanças de topologia ocorridas dentro do período considerado (10 anos), visando possibilitar as simulações probabilísticas respeitando a topologia da rede no ano em estudo.

Adotou-se como referência, a identificação utilizada pelo transmissor (ID's) para cada instalação.

Ressalta-se que devido à disponibilidade dos dados foram consideradas as ocorrências a partir dos circuitos das linhas de transmissão.

Nos Anexos D e E é apresentada a estrutura utilizada para este cadastro referente a transformadores e linhas de transmissão, respectivamente.

➤ **Cadastro das Ocorrências.**

Os tipos de ocorrências são caracterizados neste cadastro, sendo a estrutura utilizada apresentada no Anexo F.

Com o objetivo de possibilitar análises estatísticas futuras mais detalhadas das ocorrências, considerou-se a classificação apresentada na Tabela 4.1 referente à causa (origem e natureza) e o tipo de desligamento, sendo utilizados códigos associados aos grupos apresentados nos Anexos G, H e I para a causa, natureza elétrica e localização do desligamento, respectivamente.

**Tabela 4.1: Classificação da Origem e Natureza da Causa e do Tipo de Desligamento**

Item	Classificação	Observação
Origem da Causa	Externa	Caracteriza-se pela origem ser externa a um dado componente
	Interna	Caracteriza-se pela origem ser interna a um dado componente
	Operacional	Caracteriza-se pela origem da perturbação ser sistêmica
Natureza da Causa	Fugitiva	Caracteriza-se por não ser necessária intervenção das equipes de manutenção
	Permanente	Caracteriza-se pela intervenção das equipes de manutenção
Tipo de Desligamento	Automático	
	Manual	

Adotou-se ainda aplicação dos códigos dos citados grupos aqueles definidos no SIAP, o qual utilizou como referência o documento "Manual para Análise Estatística (Volume I) – GCOI – SCEL – GTP – Sudeste" (GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA, 1980).

➤ **Análise das Ocorrências.**

Este cadastro dispõe das análises de cada ocorrência de forma completa (conforme extraído do SIAP, incluindo a análise do desempenho da proteção), e resumida (considerando apenas o motivo e a causa do evento).

No Anexo J é apresentada a estrutura do cadastro das ocorrências.

#### 4.7 PREMISSAS INICIAIS

Os dados extraídos do SIAP totalizaram inicialmente 15.602 registros (13.245 para LT's e 2.357 para transformadores), sendo constatada, após análise, a necessidade de execução de triagem, considerando as seguintes premissas:

- Exclusão de todas as LT's que apesar de serem supridas pelo transmissor, não pertencem aos seus ativos (LT's sob responsabilidade de distribuidores). Ressalta-se que essas instalações encontravam-se cadastradas no SIAP pois esse aplicativo é destinado à análise do desempenho da proteção, sendo essa atividade, nesse caso específico, de responsabilidade do transmissor.
- Foram computadas, para linhas de transmissão, as ocorrências com tempos de indisponibilidade acima de 1

minuto, com o objetivo de serem desconsideradas aquelas em que o religamento automático da LT operou com sucesso, ou que a função foi religada manualmente em menos de 1 minuto.

- Foram criados novos ID's para linhas de transmissão e transformadores desativados no período em estudo (1998 – 2007), visando dispor de dados para a simulação referente ao ano em que as instalações encontravam-se em operação.
- Para as funções transmissão que tiveram sua topologia alterada e permaneceram com seus ID's originais, tiveram acrescentadas no final do ID as letras “A” (Antigo) e “N” (Novo). Por exemplo: seccionamento de LT's, mudança de posição operativa de um TR na subestação, etc.
- Com base nos históricos de ocorrências (experiência do transmissor), foram criadas famílias distintas para transformadores trifásicos e bancos de transformadores, bem como para linhas de transmissão aéreas e subterrâneas, pois esses grupos possuem características distintas, as quais impactam de forma diferente nos valores de TTF e TTR.
- Considerando as características do sistema de transmissão em questão, conforme já apresentado no item 2.2, o mesmo foi dividido em 5 regiões: São Paulo, Litoral, Vale do Paraíba, Alto Tietê e Baixo Tietê.
- Apresentação dos valores de TTR e TTF em horas.

#### 4.8 CÁLCULO DOS TTF'S E TTR'S

Considerando as premissas adotadas no item 4.7 e após nova análise dos registros disponíveis, referentes às FT's linhas de transmissão (aéreas e subterrâneas) e transformação (transformadores trifásicos e bancos de transformadores), os dados ainda apresentaram inconsistências referentes às indisponibilidades.

Dessa forma foram assumidas as condições relacionadas a seguir:

##### ➤ **Tempo para Falha (TTF)**

O cálculo foi efetuado a partir da primeira ocorrência registrada, devido não haver conhecimento das indisponibilidades anteriores à data inicial do período em estudo (janeiro de 1998).

Foram considerados os registros com tempos de operação maiores que 1 hora, devido tempos inferiores indicarem a permanência

do “estado de falha”. Para valores menores que 1 hora fica evidente que apesar do restabelecimento, a causa da falha ou não foi identificada corretamente ou as ações tomadas não foram suficientes para impedir novos desligamentos.

➤ **Tempo de Reparo (TTR)**

Os valores de TTR's foram obtidos considerando registros com tempos entre 5 minutos e 88 horas.

A justificativa para essa condição prende-se ao fato de que ocorrências com tempo inferiores a 5 minutos não se caracterizarem como tempo de reparo propriamente dito, para linhas de transmissão aéreas e transformadores, bem como aquelas com tempos superiores a 88 horas, as quais representaram um percentual inferior a 2,5% do total de registros disponíveis, podendo ser consideradas como atípicas.

A nova análise dos dados considerando as citadas condições, os registros válidos totalizaram: 4.046 registros para TTF's e 2.706 para TTR's. Considerou-se também o mínimo de 5 ocorrências por conjunto analisado, com o objetivo de obtenção de resultados estatisticamente consistentes (CAMARGO, 1981).

Baseado nos registros válidos, nas premissas e condições apresentadas, os valores dos tempos para a falha e reparo, foram obtidos como segue:

$$TTF = D_D - D_{RD(\text{horas})} \quad (4.1)$$

Onde,

$D_D$  = data de desligamento considerado;

$D_{RD}$  = data de restabelecimento imediatamente anterior ao desligamento considerado.

$$TTR = D_R - D_{DR(\text{horas})} \quad (4.2)$$

Onde,

$D_R$  = data de restabelecimento considerado;

$D_{DR}$  = data de desligamento imediatamente anterior ao restabelecimento considerado.

## 4.9 AGRUPAMENTO

Conforme exposto no item 2.4, devido à complexidade e ao porte do sistema de transmissão considerado, os agrupamentos apresentados a seguir, foram definidos com o objetivo de propiciar uma análise mais detalhada baseada nos registros das ocorrências.

**Tabela 4.2: Agrupamentos Considerados**

Função Transmissão	Família	Agrupamento	Classificação	Critério
Linha de Transmissão (aéreas e subterrâneas)	Aéreas e Subterrâneas	Extensão	Curta	até 50 Km
			Média	de 51 a 100 Km
			Longa	Acima de 100 Km
		Idade	Antiga	energizadas até 1.978
			Meia Idade	energizadas de 01 de janeiro de 1979 até 30 de junho de 1.999
		Tensão Operativa (kV)	440 345 230 138 88	Vide item 2.2
Regiões	São Paulo (SP) Litoral (LL) Vale do Paraíba (VP) Alto Tiête (AT) Baixo Tiête (BT)	Vide item 2.2		
Transformação	Bancos de Transformadores	Relação de Transformação (kV)	Vide item 2.2	
		Regiões	São Paulo (SP) Litoral (LL) Vale do Paraíba (VP) Alto Tiête (AT) Baixo Tiête (BT)	Vide item 2.2
		Potência (MVA)	Vide item 2.2	
	Transformadores Trifásicos	Relação de Transformação	Vide item 2.2	
		Regiões	São Paulo (SP) Litoral (LL) Vale do Paraíba (VP) Alto Tiête (AT) Baixo Tiête (BT)	Vide item 2.2
		Potência (MVA)	Vide item 2.2	

## 4.10 CRITÉRIOS UTILIZADOS

As indisponibilidades, taxas de falha e tempos médios de reparo, calculadas pelo módulo probabilístico do APMult, baseadas no histórico disponível das instalações em operação (1.998 – 2007), destinam-se a

estudos de Planejamento da Expansão, quer sejam diagnósticos ou prognósticos do sistema de transmissão existente ou planejado, respectivamente.

Devido às mudanças de configuração no sistema de transmissão e às variações nos valores das taxas de transição, ocasionadas pela alteração da qualidade do serviço de transmissão, durante o ciclo em estudo, foram previstos critérios, para condições específicas, destinados ao cálculo das taxas de transição, considerando linhas de transmissão e transformadores, conforme apresentado a seguir:

#### **4.10.1 Linhas de Transmissão**

##### **➤ Novas**

As taxas de transição referentes às linhas de transmissão com data de entrada em operação comercial posterior ao período da amostra (1.998 – 2.007) foram adotadas a partir dos valores calculados para as linhas existentes.

Dessa forma, consideraram-se os agrupamentos por regiões (5), conforme apresentado no item 2.2, de acordo com a região de implantação da nova LT e por nível de tensão.

Se o número mínimo de cinco ocorrências (vide item 4.8) não for atendido, será considerado o agrupamento apenas por nível de tensão. Caso ainda essa condição não for atendida será considerado os valores das taxas referentes a toda amostra considerada (taxa global).

##### **➤ Reconstruídas, Recondutoradas ou Recapacitadas**

Adotou-se que após esses tipos de intervenções, as linhas de transmissão são consideradas em início de vida útil sendo dessa forma adotado o critério de linhas de transmissão novas.

##### **➤ Desativadas**

Esta condição retrata linhas de transmissão eliminadas da configuração do sistema elétrico, as quais não originam novas linhas e possuem ocorrências no período considerado do banco de dados.

Os registros que representam as linhas de transmissão eliminadas não são considerados no cálculo das taxas de transição, porém permanecem na base de dados.

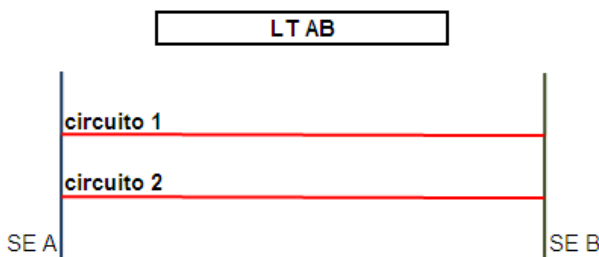
Esse procedimento tem por objetivo manter a base de dados probabilística atualizada, e ao mesmo tempo permitir ao usuário

considerar as ocorrências existentes no banco de dados referentes às linhas extintas.

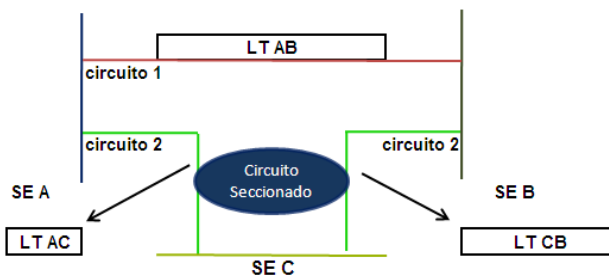
Esses registros podem ser utilizados, por exemplo, para a elaboração de estudos referentes à análise de comportamento das taxas de transição considerando o período disponível de ocorrências do banco de dados.

### ➤ Seccionadas ou Reconfiguradas

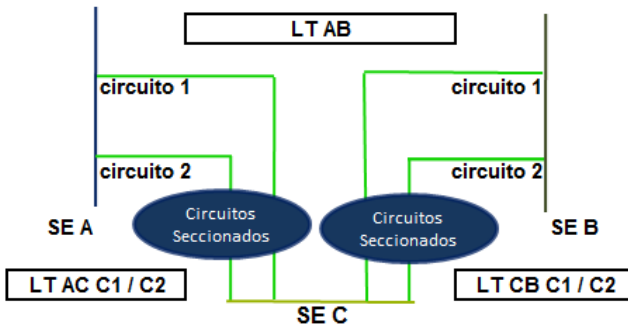
O seccionamento de 1 ou mais circuitos de uma linha de transmissão origina novas linhas de transmissão, conforme apresentado a seguir:



**Figura 4.1: Linha de Transmissão sem Seccionamento**



**Figura 4.2: Linha de Transmissão com Seccionamento de 1 Circuito**



**Figura 4.3: Linha de Transmissão com Seccionamento de 2 Circuitos**

Os registros que representam o(s) circuito(s) seccionado(s) da linha de transmissão não são considerados no cálculo das taxas de transição, porém deverão permanecer na base de dados, pelos motivos apresentados na condição “desativadas”.

Para o(s) novo(s) circuito(s) originado(s) do seccionamento da LT são adotadas as taxas de transição do(s) circuito(s) eliminado(s) proporcional à nova extensão da linha de transmissão originada devido ao seccionamento.

O mesmo critério foi adotado para os casos em que ocorreu acréscimo na extensão da linha de transmissão, devido ao novo ponto de conexão.

#### **4.10.2 Transformadores**

Os critérios apresentados a seguir referem-se a transformadores trifásicos e bancos de transformadores separadamente.

##### **➤ Novos**

As taxas de transição referentes a transformadores, com data de entrada em operação comercial posterior ao período da amostra (1998 – 2007) foram adotadas a partir dos valores calculados para transformadores existentes.

Dessa forma, foram considerados os agrupamentos por potência nominal e relação de transformação referentes aos dos equipamentos novos a serem instalados.

Se a restrição de significância estatística da ocorrência de ao menos de 5 ocorrências (vide item 4.8) não for atendida, será considerado o agrupamento apenas por potência nominal. Caso ainda



essa condição não for atendida será considerado os valores das taxas referentes a toda amostra considerada para transformadores trifásicos ou bancos de transformadores (valor global).

➤ **Substituídos por Equipamentos Reserva**

Adotou-se que a utilização de transformadores da reserva do transmissor são considerados em início de vida útil, devido ser praxe para esse agente que esse equipamentos passem por revisão geral, em fabricantes, antes de sua utilização, sendo dessa forma adotado o critério de transformadores novos.

➤ **Desativados**

Está condição retrata transformadores eliminados da configuração do sistema elétrico, os quais possuem ocorrências no período considerado do banco de dados.

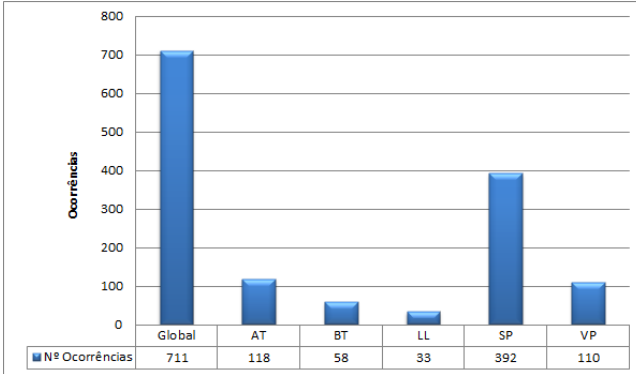
Os registros que representam os transformadores eliminados não são considerados no cálculo das taxas de transição, porém permanecem na base de dados.

Esse procedimento tem por objetivo manter a base de dados probabilística atualizada, e ao mesmo tempo permitir ao usuário considerar as ocorrências existentes no banco de dados referentes a transformadores extintos.

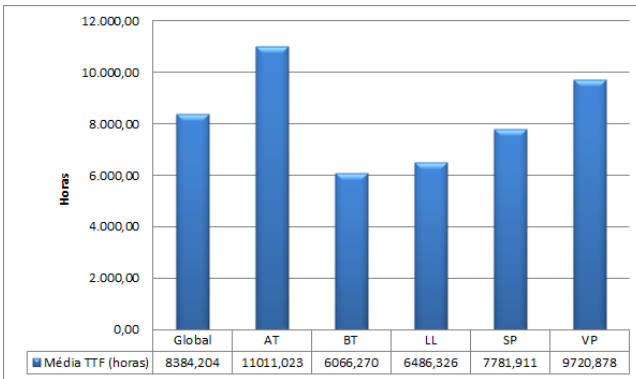
#### 4.11 COMPORTAMENTO OPERACIONAL DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A análise do comportamento operacional do sistema de transmissão em questão, baseada nas taxas de falha e nos tempos médios de reparo, não é objeto deste trabalho. Entretanto, apresentamos a seguir um exemplo da citada análise considerando o desempenho operacional da função transmissão referente a banco de transformadores considerando as regiões definidas na Tabela 4.2.

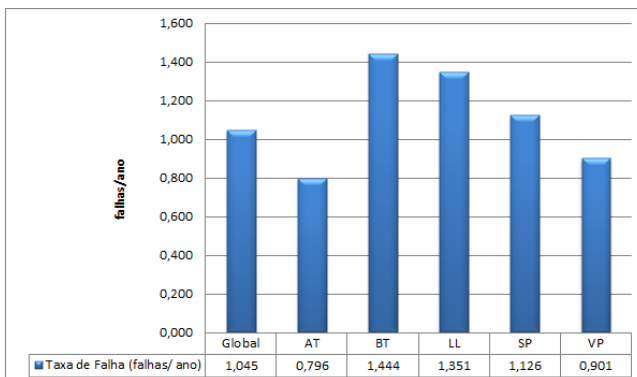
Utilizando o módulo de análise probabilística do APMult, a seguir são apresentados os resultados referentes ao número de ocorrências registradas, considerando o período da amostra (10 anos), os tempos médios para a falha (MTTF), em horas, e as taxas de falha, em falhas/ano, para as regiões Alto Tietê (AT), Baixo Tietê (BT), São Paulo (SP), Litoral (LL) e Vale do Paraíba (VP).



**Figura 4.4: Banco de Transformadores – Número de Ocorrências por Região**



**Figura 4.5: Banco de Transformadores – Tempos Médios Para a Falha (MTTF) por Região**



**Figura 4.6: Banco de Transformadores – Taxas de Falha por Região**

Das Figuras apresentadas, verifica-se:

➤ **Região AT**

No período considerado da amostra, esta região apesar de ter apresentado a segunda maior quantidade de ocorrências, apresentou também o maior tempo médio para a falha e conseqüentemente a menor taxa de falha em relação às demais regiões, indicando que as funções transmissão, em média, foram restabelecidas de forma rápida.

➤ **Região BT**

Apesar de ter sido verificado para essa região o segundo menor número de ocorrências, foi verificado também o pior tempo médio para a falha e conseqüentemente a pior taxa de falha em relação as regiões consideradas, indicando que as funções transmissão, em média, demoraram para serem restabelecidas.

➤ **LL**

A região do Litoral apresentou o menor número de ocorrências, o segundo pior tempo médio para a falha, bem como a segunda pior taxa de falha. Este fato indica que, conforme descrito para a região BT, em média, as funções transmissão também demoraram a serem restabelecidas.

➤ **SP**

Esta região apresentou o maior número de ocorrências no período, apresentando também o terceiro pior tempo médio para a falha e conseqüentemente a terceira pior taxa de falha.

### ➤ VP

Foi registrado para a região do Vale do Paraíba o terceiro maior número de ocorrências, porém o segundo melhor tempo médio para a falha e a segunda taxa de falha.

Do exposto, a princípio, pode-se afirmar que o melhor desempenho operacional é da região AT seguida da região VP, uma vez que ambas apesar de apresentarem número de ocorrências superiores às demais (exceto para a região SP), apresentaram os maiores tempos médios para a falha e as menores taxas de falha.

A região SP ocupa posição intermediária entre as regiões consideradas na análise, sendo registrado o maior número de ocorrências, e valores de tempos médios para a falha intermediários. Este fato indica que os restabelecimentos foram rápidos e dessa forma um maior cuidado nas manutenções preventivas talvez possa reduzir a quantidade de ocorrências e melhorar o desempenho operacional dessa região.

As regiões BT e LL apresentaram os piores desempenhos, apesar da quantidade de ocorrências terem sido inferiores as demais regiões, indicando que o transmissor deve acompanhar com maior nível de detalhes essas regiões, promovendo ações relativas ao aprimoramento das manutenções preventivas, dos recursos humanos e melhora na infraestrutura de atendimento às ocorrências.

## 4.12 COMENTÁRIOS

Conforme exposto no item 3.4, para possibilitar a mensuração do grau de confiabilidade que cada reforço agrega à empresa faz-se necessária a utilização de dados probabilísticos.

A avaliação desenvolvida neste trabalho, conforme já exposto, contempla as funções transmissão: linhas de transmissão e transformação, considerando o modelo de dois estados operativos (vide item 3.3.3).

Visando a simplificação dos cálculos foi considerado que as taxas de transição (falha e reparo) apresentam valores constantes. Apesar de não fazer parte do escopo desta dissertação, a apresentação do desenvolvimento da validação dessa premissa, a mesma foi validada durante o desenvolvimento do Projeto de P&D ANEEL n.º 0068 – 003/2007: “Desenvolvimento de Metodologia para Avaliação de Alternativas Equivalentes em Estudos de Expansão do Sistema de

Transmissão: Uma Ótica Probabilística”. Análises também podem ser obtidas em (COELHO et al, 2010a).

Do exposto, fica clara a necessidade de melhoria na qualidade dos dados disponíveis, referentes às ocorrências, com o objetivo de permitir a utilização do maior número possível de registros o que permitirá avaliação de desempenhos passados e prognósticos de desempenhos futuros mais realistas.



## 5. METODOLOGIA MULTICRITÉRIO DESENVOLVIDA

### 5.1 INTRODUÇÃO

A estrutura hierárquica proposta neste trabalho foi obtida, considerando a ótica do transmissor em questão, por meio de sessões de “brainstorm” com os especialistas convidados. Desta maneira o grupo de especialistas listou os aspectos considerados relevantes, sem haver preocupação quanto à ordem hierárquica dos mesmos.

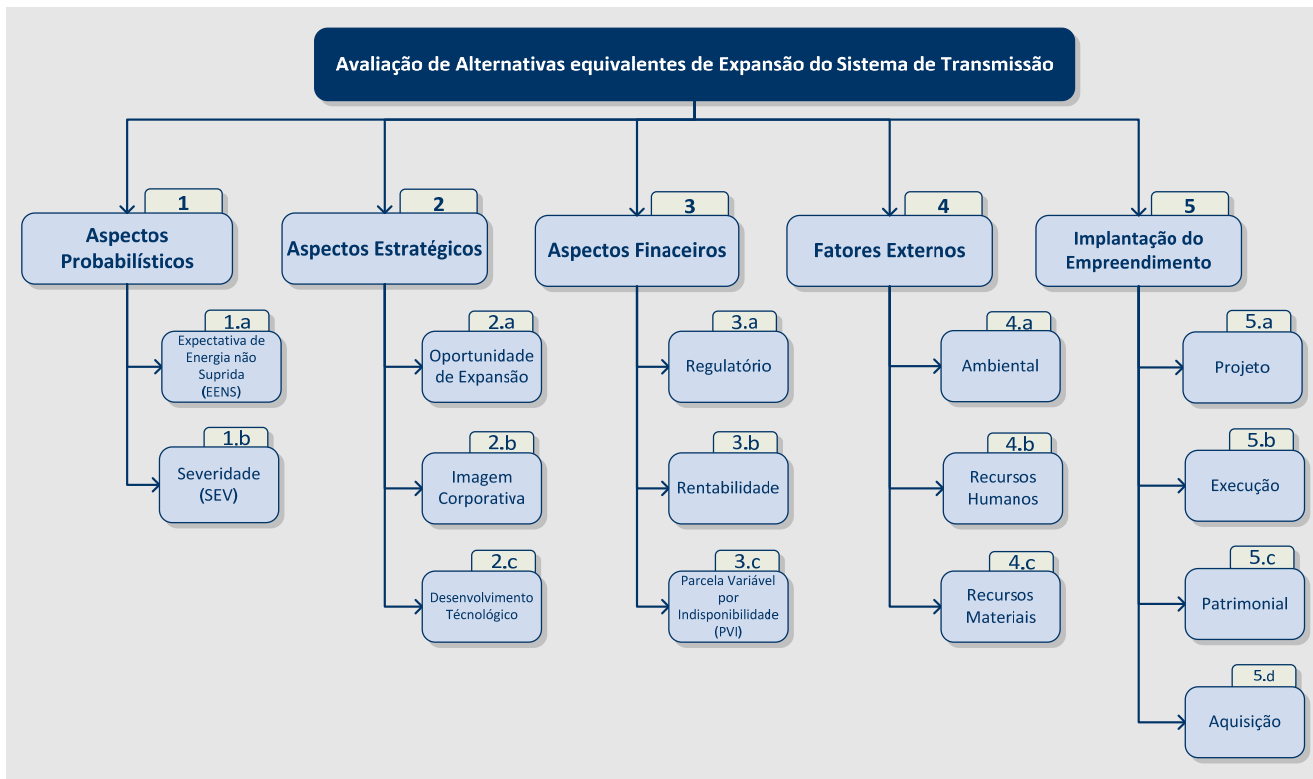
Posteriormente, considerando o resultado dessas sessões, o grupo validou a estrutura constituída por cinco Pontos de Vista Fundamentais, conforme apresentado a seguir:

- Aspectos Probabilísticos;
- Aspectos Estratégicos;
- Aspectos Financeiros;
- Fatores Externos;
- Implantação do Empreendimento.

Cada Ponto de Vista Fundamental foi decomposto em Pontos de Vista Elementares com o objetivo de permitir uma melhor avaliação do desempenho das ações potenciais no ponto de vista considerado.

Para avaliação das ações foi definido, para cada Ponto de Vista Elementar, um critério de mensuração (descritor).

Apresentamos na Figura 5 1, a representação gráfica da Estrutura Hierárquica do Sistema com os PVF's e PVE's propostos, os quais possibilitam a aplicação do método multicritério AHP e encontram-se detalhados a seguir.



**Figura 5.1: Representação Gráfica da Estrutura Hierárquica do Sistema**



## 5.2 ASPECTOS PROBABILÍSTICOS (PVF)

O objetivo básico dos métodos probabilísticos, incorporados aos procedimentos de planejamento da expansão, consiste em avaliar, em bases quantitativas, os níveis de risco compatíveis com um padrão aceitável de atendimento aos consumidores.

A utilização de técnicas probabilísticas para avaliação quantitativa da confiabilidade de sistemas de potência justifica-se:

Devido às várias fontes de incertezas associadas, tais como: tempo de ocorrência de falhas, tempo de saída forçada de um equipamento, tempo de reparo de falhas, a intensidade do pico de carga, a data de entrada de novas instalações em serviço, a frequência e duração de condições climáticas, etc. (CAMARGO, 1981)

Este Ponto de Vista Fundamental tem como objetivo comparar os incrementos nos níveis de confiabilidade, proporcionados pela implantação de cada reforço, pertencente ao elenco de obras do Plano de Expansão da Transmissão, elaborado pelo transmissor.

É composto por dois Pontos de Vista Elementares, conforme apresentado a seguir:

- Expectativa de Energia não Suprida (EENS);
- Índice de Severidade (SEV).

A utilização desses indicadores de risco probabilístico visa apurar a maior contribuição nos níveis de confiabilidade, de cada solução de planejamento adotada (reforços), no sistema de transmissão em estudo, por meio do programa de confiabilidade composta NH2.

Os valores utilizados nas simulações do programa NH2, desenvolvido pelo CEPTEL, referentes às taxas de transição (falha e reparo) foram obtidos por meio do aplicativo APMult (Análise Probabilística e Multicritério), o qual utilizou os dados extraídos do Banco de Dados Probabilístico apresentado no Capítulo 4, sendo os índices de risco probabilísticos calculados por meio do método de enumeração.

O processo utilizado é apresentado a seguir:

- Os casos base utilizados consideraram o ciclo 2009-2013 (Plano Quinquenal), baseados nos casos do Plano Decenal ciclo 2008-2017;
- Simulação dos casos base no NH2, de maneira a obter os índices de risco probabilísticos, sendo tabulados EENS1 e SEV1;
- As Simulações do NH2 foram realizadas, considerando a retirada de um reforço de cada vez, no ano previsto de entrada em operação comercial do mesmo.
- Cada simulação teve como objetivo obter os índices de risco probabilísticos, sem a contribuição do reforço em análise, sendo tabulados EENS2 e SEV2;
- O cálculo da contribuição para cada índice de risco foi obtido conforme descrito a seguir:

$$\Delta EENS = EENS2 - EENS1 \quad (5.1)$$

$$\Delta SEV = SEV2 - SEV1 \quad (5.2)$$

**Observação:** Alguns reforços foram analisados de forma conjunta, por estarem vinculados entre si, devido às características de implantação dos mesmos.

Apresentamos a seguir o detalhamento referente aos Pontos de Vista Elementares dos Aspectos Probabilísticos.

### 5.2.1 Expectativa de Energia não Suprida – EENS (PVE)

Este índice quantifica a energia média acumulada anual interrompida devido à ocorrência do modo de falha considerado, sendo medido em MWh/ano.

A escolha do EENS baseou-se na possibilidade de valoração econômica, por meio dos custos referentes à energia interrompida, e pela diferenciação da gravidade dos eventos.

Este Ponto de Vista Elementar classifica os reforços de acordo com a sua contribuição, sendo a melhor classificação atribuída àquele que apresentar maior impacto (diferença) com a sua implantação.

✓ **Descritor**

A medição foi definida considerando escala linear em ordem crescente dos valores de  $\Delta EENS$ , obtidos pelas simulações do NH2.

### 5.2.2 Severidade – SEV (PVE)

A escolha deste índice foi motivada por se tratar de um dos poucos indicadores probabilísticos, de caráter internacional, que dispõe de escala de valoração classificatória, conforme apresentado na Tabela 3.2.

✓ **Descritor**

A medição foi definida considerando escala linear em ordem crescente dos valores de  $\Delta SEV$ , obtidos pelas simulações do NH2.

## 5.3 ASPECTOS ESTRATÉGICOS (PVF)

Este Ponto de Vista Fundamental busca classificar os reforços previstos (autorizados ou com previsão de serem autorizados), de acordo com a estratégia definida, pelo transmissor em questão.

Dessa forma, considerando a estratégia definida pela empresa, este Ponto de Vista Fundamental foi dividido em três Pontos de Vista Elementares:

- Oportunidade de Expansão;
- Imagem Corporativa;
- Desenvolvimento Tecnológico.

### 5.3.1 Oportunidade de Expansão (PVE)

Considera a(s) oportunidade(s) de expansão da empresa devido à implantação de cada reforço.

Levando em consideração os aspectos legislativos, existe uma maior atratividade em termos de Receita Anual Permitida (RAP) de reforços caracterizados por implantação de novos equipamentos ou novas linhas de transmissão/circuitos, em relação àqueles caracterizados pela substituição de equipamentos ou recapacitação, recondução e reconstrução de linhas de transmissão.

✓ **Descritor**

A escala de medição foi definida em dois níveis conforme apresentado a seguir:

Instalação	→	Bom	– Valor associado: 5
Substituição	→	Médio	– Valor associado: 3

### 5.3.2 Imagem Corporativa (PVE)

Este Ponto de Vista Elementar leva em consideração o impacto do reforço sobre a imagem corporativa.

Considera que a implantação dos reforços pode impactar a imagem corporativa da empresa de forma positiva ou negativa.

Por exemplo, a implantação de reforços que garanta a confiabilidade operativa do sistema impacta positivamente, porém se a implantação de instalações ocorrer perto de áreas habitadas ou com grandes impactos ambientais pode afetar negativamente a imagem corporativa perante a sociedade.

✓ **Descritor**

A medição foi definida utilizando variável metalingüística, com escala composta de cinco níveis, conforme segue:

Influi de forma acentuada positivamente	→	Valor associado: 5
Influi de forma moderada positivamente	→	Valor associado: 4
Não Influi	→	Valor associado: 3
Influi de forma moderada negativamente	→	Valor associado: 2
Influi de forma acentuada negativamente	→	Valor associado: 1

### 5.3.3 Desenvolvimento Tecnológico (PVE)

A inovação, considerada como um dos valores empresariais é consequência da estratégia definida pelo transmissor, sendo definida neste Ponto de Vista Elementar como Desenvolvimento Tecnológico.

Este ponto de vista elementar considera a classificação de reforços (autorizados ou com previsão de serem autorizados), representando o grau de desenvolvimento tecnológico agregado à empresa devido à implantação de cada reforço.

✓ **Descritor**

Considerou-se a utilização de variável metalingüística, com escala composta de cinco níveis conforme apresentado a seguir:

Excelente	→	Valor associado: 5
Bom	→	Valor associado: 4
Moderado	→	Valor associado: 3
Pouco	→	Valor associado: 2
Não Influi	→	Valor associado: 1

#### 5.4 ASPECTOS FINANCEIROS (PVF)

Este Ponto de Vista Fundamental busca classificar os reforços previstos (autorizados e com previsão de autorização), de acordo com os Aspectos Financeiros, sendo dividido em três Pontos de Vista Elementares, conforme apresentado a seguir:

- Regulatório;
- Rentabilidade;
- Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI).

##### 5.4.1 Regulatório (PVE)

Alterações na regulação ou em sua interpretação, pelos Órgãos Reguladores ou Proponentes, podem impactar de forma positiva ou negativa a Receita Anual Permitida (RAP), dos reforços, prevista pelos agentes.

Este Ponto de Vista Elementar, considerando a classificação de reforços (autorizados ou com previsão de autorização), representa a vulnerabilidade do reforço aos aspectos regulatórios (risco regulatório), os quais podem impactar de maneira positiva ou negativa a Receita Anual Permitida, prevista pelo transmissor, porém definida pela ANEEL.

Apresentamos a seguir alguns exemplos dos impactos na RAP devido alterações na legislação ou em sua interpretação, por parte dos Órgãos Reguladores:

- A previsão de autorização de implantação de um banco de transformadores com sua respectiva fase reserva, pelo transmissor, caracteriza-se como um reforço com autorização de execução e definição de RAP prévias, conforme legislação atual. A receita do citado reforço será impactada negativamente devido a não ser aprovada a implantação da fase reserva, por parte da Agência Reguladora;
- Se o investimento definido para o estabelecimento da RAP, pelo Regulador, para a implantação de um determinado reforço for superior ou inferior ao valor previsto pelo transmissor, a receita será impactada até a Revisão Tarifária Periódica subsequente (quadriannual).

✓ **Descritor**

A medição foi definida utilizando variável metalingüística, com escala composta de cinco níveis, considerando os impactos na RAP devido aos aspectos regulatórios.

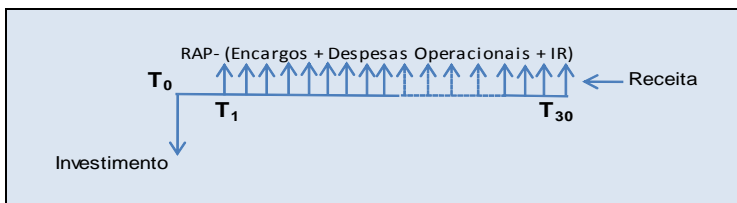
Influi de forma acentuada positivamente	→	Valor associado: 5
Influi de forma moderada positivamente	→	Valor associado: 4
Não Influi	→	Valor associado: 3
Influi de forma moderada negativamente	→	Valor associado: 2
Influi de forma acentuada negativamente	→	Valor associado: 1

#### 5.4.2 5.4.2 Rentabilidade (PVE)

A utilização da rentabilidade como Ponto de Vista Elementar, busca retratar o grau de retorno financeiro, ao agente transmissor, de cada reforço em análise.

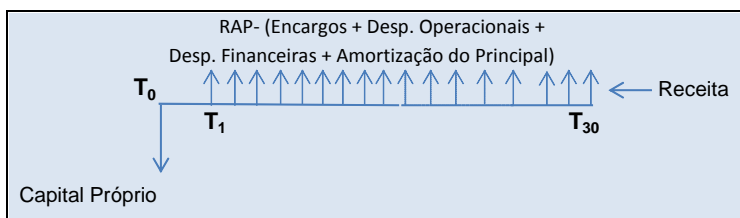
A rentabilidade de um reforço, para o acionista, é calculada a partir do fluxo de caixa livre do mesmo.

O fluxo de caixa do reforço, conforme apresentado na Figura 5 2, considera como saída de caixa no momento  $T_0$  o investimento total destinado à implantação do empreendimento e como entrada de caixa nos momentos  $T_1$  a  $T_{30}$  o resultado gerado.



**Figura 5.2: Fluxo de Caixa**

Considerando que para a execução do reforço o acionista pode financiar uma parcela dos recursos a investir com capital de terceiros, a saída no momento  $T_0$  será somente a parcela de investimento que será financiada com recursos próprios e nos momentos  $T_1$  a  $T_{30}$  devem ser incluídas as despesas financeiras com juros e a amortização do capital financiado com recursos de terceiros como saídas de caixa, conforme apresentado a seguir:



**Figura 5.3: Fluxo de Caixa com Capital de Terceiros**

A partir desse último fluxo, é calculada a Taxa Interna de Retorno (TIR), que representa a rentabilidade do reforço para o acionista, ou seja, a taxa de remuneração do capital investido em  $T_0$ , tendo em vistas as remunerações obtidas de  $T_1$  a  $T_{30}$ .

Considerando o valor da TIR do acionista superior a mínima exigida pelo transmissor em questão o reforço adiciona valor à empresa, sendo considerado um investimento interessante. Caso contrário, pela perspectiva financeira, o reforço não adiciona valor à empresa sendo executado devido à legislação vigente.

#### ✓ **Descritor**

A medição foi definida considerando escala linear em ordem crescente dos valores de rentabilidade calculados para cada reforço, considerando que os mesmos podem assumir valores positivos ou negativos.

A medição proposta baseia-se na utilização de variável metalinguística, com escala composta de 5 níveis, conforme apresentado a seguir, considerando o valor da Rentabilidade que pode ser positiva, nula ou até mesmo negativa:

Maior do que +15%	→	Valor associado: 5
Maior que 5% até +15%	→	Valor associado: 4
Maior que 0 até +5%	→	Valor associado: 3
Entre -10% e 0%	→	Valor associado: 2
Menor do que -10%	→	Valor associado: 1

#### **5.4.3 Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI (PVE)**

A Parcela Variável representa a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, sendo medida, segundo Brasil (2007):

Com base na disponibilidade e na capacidade plena das funções de transmissão, sendo estas consideradas indisponíveis quando ocorrer Desligamento Programado ou Outros Desligamentos ou Atrasos na Entrada em Operação.

Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 270 de 26 de junho de 2007, a Parcela Variável pode ser classificada como:

- Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI);
- Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária (PVRO).

Devido a este trabalho ter como objetivo a classificação de reforços, consideramos apenas a Parcela Variável por Indisponibilidade que, neste caso específico, será a parcela a ser deduzida do Pagamento Base devido aos atrasos na entrada em operação comercial de reforços, por motivos imputáveis direta ou indiretamente à concessionária, consideradas as exceções e as condições definidas em Brasil (2007).

O período de atraso, a ser apurado pelo ONS, a partir da zero hora do dia subsequente à data estabelecida para a entrada em operação comercial será considerado como indisponibilidade por “Atraso na Entrada em Operação”, resultando, além da aplicação das penalidades



previstas na Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, em desconto no correspondente Pagamento Base, conforme os critérios apresentados a seguir:

**Tabela 5.1: Critérios para Desconto no PB Devido a Atraso na Data de Entrada em Operação Comercial**

Período de Atraso	Valor do Desconto
30 primeiros dias	valor "pro rata-dia" do Pagamento Base da FT
Entre o 31º e o 90º dia	25% do valor "pro rata-dia" do Pagamento Base da FT

Ressalta-se que o valor total do desconto será aplicado após o primeiro mês da entrada em operação da FT e rateado nos quatro meses subsequentes, limitado a 50% do valor do Pagamento Base da FT, deslocando-se para o mês (es) subsequente (s) o saldo que restar.

Dessa forma, este Ponto de Vista Elementar leva em consideração a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, considerando o atendimento da data de entrada em operação comercial, determinada pela ANEEL.

#### ✓ **Descritor**

A medição foi definida considerando variável metalingüística, com escala composta de quatro níveis, conforme apresentado a seguir, visando classificar os reforços por meio da previsão do atendimento da data de entrada em operação comercial, determinada pela ANEEL, utilizando os critérios estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 270 de 26 de junho de 2007:

- Influi positivamente → Valor associado: 4 (antecipação)
- Não influi → Valor associado: 3 (na data)
- Influi pouco negativamente → Valor associado: 2 (até 30 dias)
- Influi muito negativamente → Valor associado: 1 (acima de 30 dias)

## 5.5 FATORES EXTERNOS (PVF)

Este Ponto de Vista Fundamental busca classificar os reforços previstos (autorizados ou com previsão de serem autorizados), de acordo com os fatores efetivamente externos alheios à empresa e ao projeto, os quais não podem ser controlados pela empresa, sendo composto pelos três Pontos de Vista Elementares apresentados a seguir:

- Ambiental;
- Recursos Humanos;
- Recursos Materiais.

### **5.5.1 Ambiental (PVE)**

Atualmente, sem dúvida alguma, um dos aspectos mais importantes na implantação de reforços é o ambiental.

Apesar da ANEEL tender a reconhecer atrasos na data de entrada em operação comercial quando os motivos, devidamente comprovados, não possam ser imputáveis ao transmissor, este aspecto pode impactar de forma extremamente acentuada, podendo vir a comprometer a data de entrada em operação comercial ou até mesmo inviabilizar a implantação de um reforço.

Referente aos aspectos ambientais a implantação de reforços depende, na maioria das vezes, da obtenção prévia da dispensa ou das licenças, emitidas pelos Órgãos Ambientais, pode ser dividida em quatro etapas distintas, conforme apresentado a seguir:

- Dispensa de Licença;
- Licença Prévia (LP);
- Licença de Instalação (LI);
- Licença de Operação (LO).

Com o objetivo de classificar os reforços, e considerando a experiência da área ambiental da empresa, é apresentada na Tabela 5.2, a classificação dos parâmetros ambientais agrupados de acordo com o grau de dificuldade esperado na obtenção de licenças e de dispensa ambiental.

**Tabela 5.2: Classificação dos Parâmetros Ambientais**

Grau de Dificuldade	Parâmetros Ambientais
Muito Dificil	APA - Área de Proteção Ambiental ou UC - Unidade de Conservação Federal; Fauna Federal; Flora Federal; APP - Área de Preservação Permanente por Nascente; Quilombo; Terra Indígena.
Dificil	APA - Área de Proteção Ambiental ou UC - Unidade de Conservação Estadual; Arqueologia; Fauna Estadual; Flora Estadual; APP - Área de Preservação Permanente por Curso D'água; APP - Área de Preservação Permanente por Topo de Morro.
Moderado	Recursos Minerais (DNPM); APA - Área de Proteção Ambiental ou UC - Unidade de Conservação Municipal; Fauna Municipal; Flora Municipal.
Baixo	Dispensa Ambiental
Inexistente	Sem necessidade de processos ambientais

Ressalta-se que a necessidade de dispensa ambiental justifica-se devido à exigência de instituições financeiras para conceder financiamentos.

No caso de implantação de reforços com recursos financeiros da empresa e desde que não haja a existência dos parâmetros ambientais, relacionados anteriormente, não haverá necessidade de processos ambientais, sendo o reforço classificado com grau de dificuldade “inexistente”.

### ✓ **Descritor**

A medição proposta baseia-se na utilização de variável metalingüística, com escala composta de cinco níveis, conforme apresentado a seguir, considerando o grau de dificuldade na obtenção das licenças ambientais, apresentado na Tabela 5.2:

Inexistente	→ Valor associado: 5
Baixo	→ Valor associado: 4
Moderado	→ Valor associado: 3
Dificil	→ Valor associado: 2
Muito Dificil	→ Valor associado: 1

### 5.5.2 Recursos Humanos (PVE)

Este Ponto de Vista Elementar busca retratar a escassez de recursos humanos especializados, em períodos de aquecimento do mercado.

É de fácil entendimento que pessoas não são insubstituíveis, porém a perda de talentos, por parte da empresa, pode vir a impactar a gestão de reforços dificultando o cumprimento da data de entrada em operação comercial determinada.

#### ✓ **Descritor**

A medição proposta baseia-se na utilização de variável metalingüística, com escala composta de cinco níveis, conforme apresentado a seguir, considerando o grau de impacto referente à perda de talentos na gestão de reforços.

Inexistente	→ Valor associado: 5
Baixo	→ Valor associado: 4
Moderado	→ Valor associado: 3
Grande	→ Valor associado: 2
Muito Grande	→ Valor associado: 1

### 5.5.3 PVE – Recursos Materiais

Este Ponto de Vista Elementar busca retratar a escassez de recursos materiais referentes a empresas especializadas com atuação, na fabricação de produtos ou no fornecimento de mão de obra destinada à implantação de reforços, já comprovada em termos de qualidade de serviço e atendimentos de prazos, em períodos de aquecimento do mercado, de fusões empresariais ou mesmo de crise financeira que possa comprometer a perenidade das mesmas.

A falta ou indisponibilidade momentânea de parceiros empresariais pode vir a impactar a implantação de reforços dificultando o cumprimento da data de entrada em operação comercial determinada.

Podemos citar, por exemplo, a necessidade de implantação de reforços em instalações antigas isoladas a SF6, pertencentes ao ativo do transmissor.

Devido à evolução tecnológica, desde a data de entrada em operação da citada instalação, poderá haver dificuldades na fabricação de equipamentos e mesmo na montagem, ou ainda relutância em assumir contrato, por parte da empresa fabricante, com o transmissor podendo vir a impactar a data de entrada em operação comercial do reforço.

✓ **Descritor**

A medição proposta baseia-se na utilização de variável metalingüística, com escala composta de cinco níveis, conforme apresentado a seguir, considerando o grau de impacto referente ao exposto.

Inexistente	→Valor associado: 5
Baixo	→Valor associado: 4
Moderado	→Valor associado: 3
Grande	→Valor associado: 2
Muito Grande	→Valor associado: 1

## 5.6 IMPLANTAÇÃO DO EMPREENDIMENTO (PVF)

Envolve os fatores referentes à implantação dos reforços (autorizados ou com previsão de serem autorizados), levando em conta todas as atividades necessárias à sua energização como projetos, execução, aspectos patrimoniais, aquisições, etc. (riscos).

Os descritores dos Pontos de Vista Elementares, vinculados a este PVF, possuem a mesma escala de avaliação, sendo sua medição baseada na utilização de variável metalingüística, com escala composta de quatro níveis, conforme apresentado a seguir, provenientes da análise de risco elaborada pelo transmissor:

Oportunidade	→Valor associado: 4
Risco Baixo	→Valor associado: 3
Risco Moderado	→Valor associado: 2
Risco Alto	→Valor associado: 1

### **5.6.1 Projeto (PVE)**

O Ponto de Vista Elementar referente a projetos busca considerar os riscos (dificuldades de obtenção de informações, atrasos, etc.) ou oportunidades (aproveitamento de know-how, etc.) envolvidos com a fase de estudos e do projeto básico e/ou executivo da implantação do reforço.

### **5.6.2 Execução (PVE)**

É caracterizado pelas ameaças ou oportunidades envolvidas na execução do reforço, que possam impactar de maneira positiva ou negativa a data de entrada em operação comercial.

Apresentamos a seguir alguns exemplos das ameaças e de oportunidades que podem vir a impactar a execução da implantação do reforço:

- Condições atmosféricas;
- Logística de implantação;
- Armazenamento de equipamentos e materiais;
- Impedimento de desligamentos devido a dificuldades sistêmicas ou sazonais da região de implantação do reforço;
- Atrasos na entrega de equipamento e materiais.

### **5.6.3 Patrimonial (PVE)**

Considera os riscos patrimoniais envolvidos na implantação de cada reforço, tais como: localização (áreas urbanas ou rurais), necessidade e dificuldades de aquisição ou regularização de terreno, existência de assentamentos rurais, entre outros.

### **5.6.4 Aquisição (PVE)**

Este Ponto de Vista Elementar considera os impactos, positivos ou negativos, na data de operação comercial do reforço devido ao processo contratual interno do transmissor com seus fornecedores, bem

como os atrasos ou antecipações na entrega de equipamentos, materiais e mão de obra.

## 5.7 COMENTÁRIOS

Por meio da aplicação da metodologia Multicritério Construtivista e do método Delphi, a equipe de especialistas do transmissor, convidada para a elaboração estruturadora apresentada na Figura 5.1, pode construir uma visão mais abrangente referente à gestão de reforços.

Essa visão representa uma quebra de paradigma, uma vez que claramente proporciona a possibilidade de migração de uma visão operacional (análise relação custo-benefício) para uma visão mais abrangente, a qual além da citada relação considera aspectos subjetivos, de forma simultânea, de acordo com o pensamento estratégico da empresa.

A metodologia proposta abrange os pontos principais que impactam a gestão de reforços, considerando a ótica do transmissor em questão, uma vez que representa a opinião dos especialistas consultados, sendo os descritores definidos de fácil compreensão para os especialistas, uma vez que fazem parte do dia a dia desses profissionais.





## **6. RESULTADOS E ANÁLISES**

### **6.1 INTRODUÇÃO**

Considerando a estrutura hierárquica e os descritores apresentados no Capítulo 5 foi utilizado o método multicritério AHP, com suas entradas sendo definidas por meio do método Delphi para a definição das taxas de substituição e a hierarquização dos reforços, conforme apresentado a seguir.

### **6.2 DEFINIÇÃO DAS TAXAS DE SUBSTITUIÇÃO**

Com base na estrutura hierárquica apresentada neste trabalho (Figura 5.1), constituída de 2 níveis hierárquicos, foi elaborado questionário padrão (Anexo K), utilizando a escala de Saaty (Tabela 3.3), comparando par a par os Pontos de Vista Fundamentais e os Pontos de Vista Elementares pertencentes ao mesmo ramo da citada estrutura.

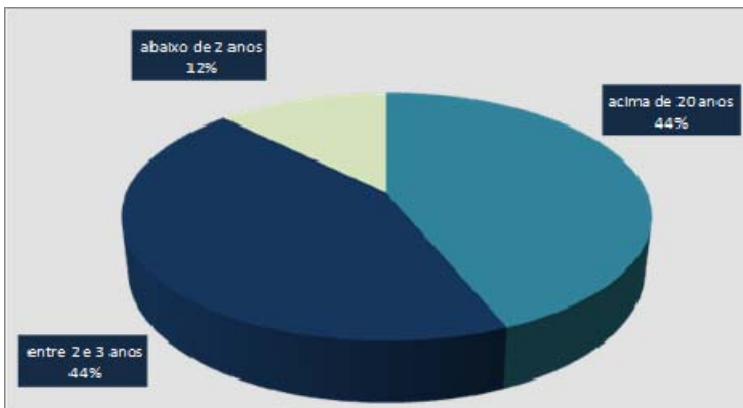
Foram convidados para responder o questionário, 20 profissionais que atuam nas várias áreas afetas à gestão de reforços, do transmissor em questão.

Ressalta-se que esses profissionais, dentro de seus limites de responsabilidade de atuação, respondem por tomada de decisão ou influenciam os decisores, sendo apresentado na Tabela 6.1 o detalhamento do perfil desses especialistas.

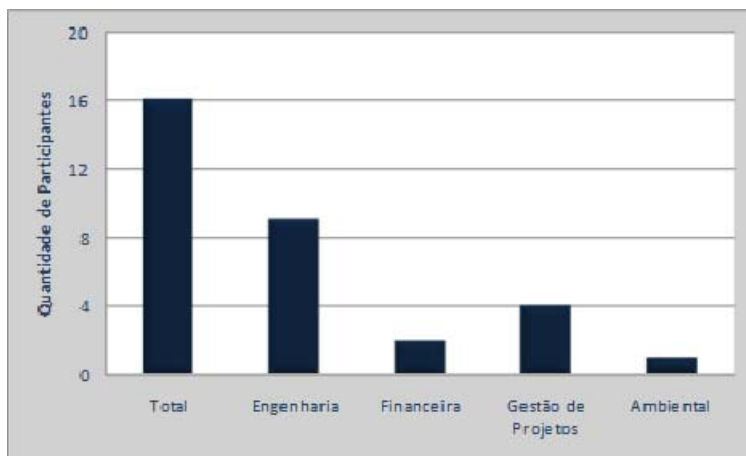
**Tabela 6.1: Perfil dos Especialistas Convidados para Definição das Taxas de Substituição**

Item	Cargo	Função	Tempo de Empresa (ano)	Departamento	Área	Obs.
1	Engenheiro	Gerente	23	Planejamento da Expansão	-	
2	Engenheiro Senior	Coordenador	25	Planejamento da Expansão	Gestão de Projetos	
3	Engenheiro Pleno		2,5	Planejamento da Expansão	Gestão de Projetos	
4	Engenheiro Pleno		2,5	Planejamento da Expansão	Gestão de Projetos	
5	Engenheiro Pleno		3	Novos Negócios		
6	Engenheiro Pleno		25	Engenharia	Comandos e Controle	
7	Engenheiro Pleno		3	Engenharia	Ambiental	
8	Analista Ambiental Junior		3	Engenharia	Ambiental	
9	Estagiário de Eng. Elétrica		1,5	Planejamento da Expansão	Gestão de Projetos	
10	Estagiária de Eng. Elétrica		0,5	Planejamento da Expansão	Gestão de Projetos	
11	Técnico de Subestação		25	Engenharia	Comandos e Controle	
12	Analista Senior		27	Planejamento da Expansão	Gestão de Projetos	
13	Analista Pleno		25	Planejamento da Expansão	Gestão de Projetos	
14	Consultor Senior		2	Planejamento da Expansão	Núcleo de Gestão de Projetos	Empresa Contratada Gestão de Projetos
15	Consultor Pleno		3	Planejamento da Expansão	Núcleo de Gestão de Projetos	Empresa Contratada Gestão de Projetos
16	Economista	Coordenador	2,5	Novos Negócios		
17	Economista		2	Novos Negócios		
18	Economista	Coordenador	23	Planejamento Financeiro	Regulação e Gestão da Receita	
19	Contabilista	Coordenador	3	Planejamento Financeiro	Planejamento Financeiro	
20	Analista Financeiro Senior		2,5	Financeiro	Financeiro	

A escolha dos participantes da pesquisa buscou mesclar o tempo de atuação na empresa e as respectivas áreas de formação dos profissionais consultados (Engenharia, Financeira e Gestão de Projetos), de forma a retratar uma visão mais abrangente na definição das prioridades da Estrutura Hierárquica do Sistema, conforme apresentado nas Figuras 6 1 e 6-2.



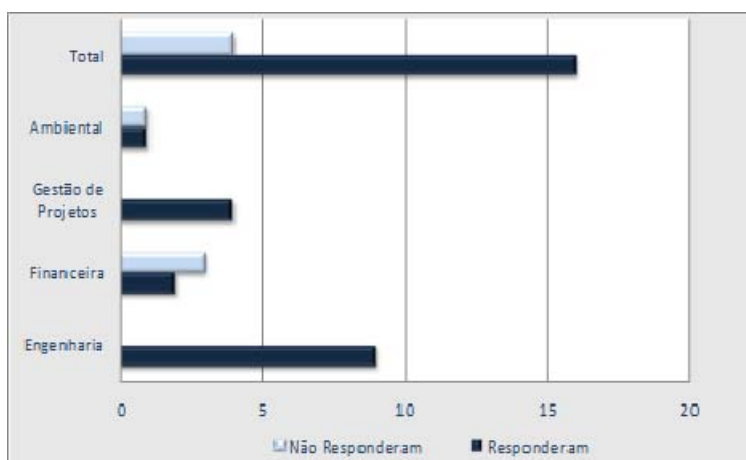
**Figura 6.1: Participantes por Tempo de Empresa**



**Figura 6.2: Área de Atuação**

Utilizando o método Delphi, os questionários foram distribuídos individualmente aos especialistas com as explicações necessárias para seu preenchimento.

O nível de participação dos profissionais apresentado na Figura 6-3, por área de atuação, foi de 80%, correspondendo a 16 questionários respondidos.



**Figura 6.3: Nível de Participação**

Na análise das inconsistências dos questionários, verificou-se haver 2 pontos com grau de discrepância muito elevados em relação aos demais (383 e 160%), os quais foram descartados da composição das taxas de substituição.

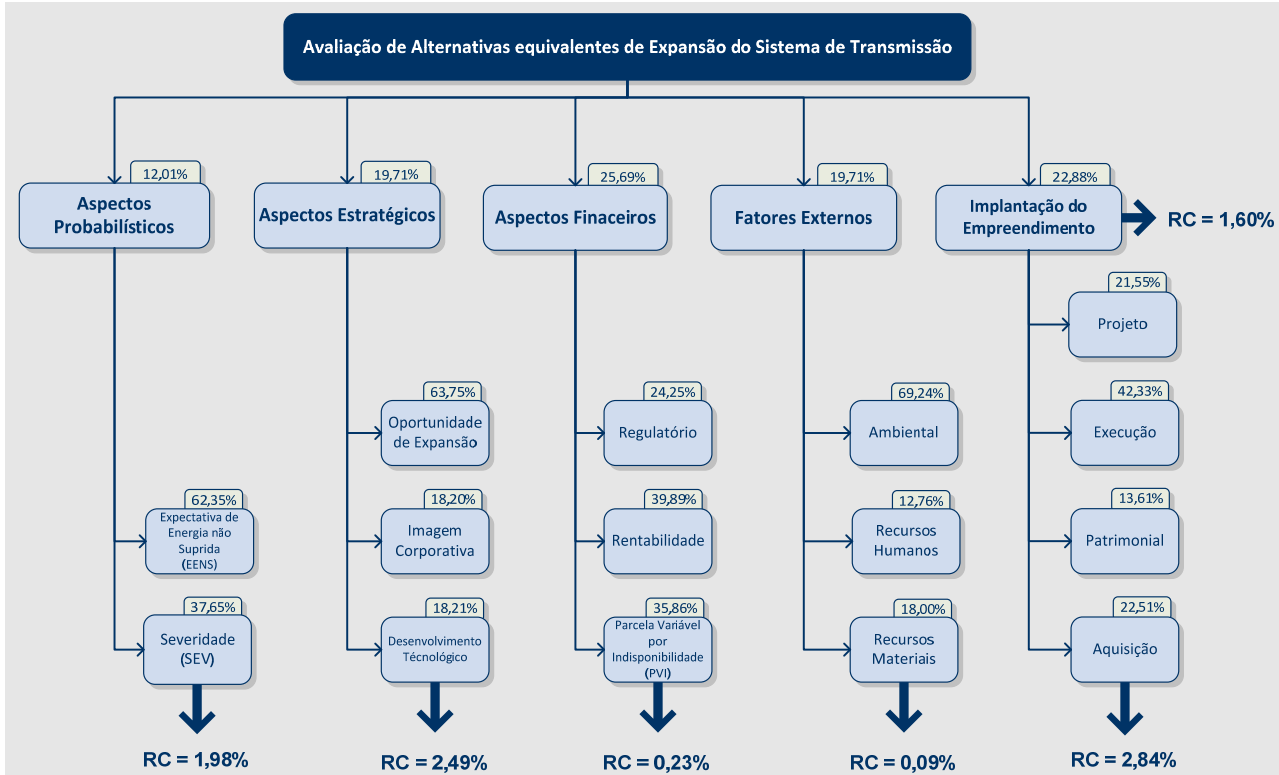
Ao descartar as opiniões de especialistas com grau de discrepância muito elevado, os mediadores buscaram evitar qualquer tipo de influência sobre a opinião dos especialistas.

Considerando a eliminação das discrepâncias mencionadas foram calculadas as taxas de substituição e a razão de consistência, conforme metodologia descrita no item 3.5.9.

Na Figura 6 4 são apresentadas as taxas de substituição obtidas, onde se pode constatar que ao valor da razão de consistência ficou abaixo de 10%, conforme recomendado por Saaty (1991).

Ressalta-se que os valores obtidos das taxas de substituição baseiam-se no cenário atual, considerando o ponto de vista do transmissor, ou seja, a visão, os valores e os objetivos estratégicos atuais da empresa, podendo ser modificados caso a percepção, por parte desse agente, referente à gestão de reforços, seja alterada.

Dessa forma, em um novo cenário, poderão ser incluídos ou retirados PVF's e PVE's, bem como serem alteradas as suas respectivas ponderações relativas, com o objetivo de atender a essa nova percepção.



**Figura 6.4: Prioridades – Estrutura Hierárquica do Sistema**

### 6.3 HIERARQUIZAÇÃO DOS REFORÇOS

Conforme o Plano de Expansão da Transmissão do transmissor em questão, ciclo 2009-2013, no qual esse trabalho se baseou, foram escolhidos 162 projetos (reforços).

Considerando os aspectos legislativos e a estrutura do citado Plano de Expansão, apresentados no Capítulo 2, os reforços foram enquadrados em duas condições:

- Com Rentabilidade Definida;
- Sem Rentabilidade Definida.

Os reforços com Rentabilidade Definida são aqueles classificados como:

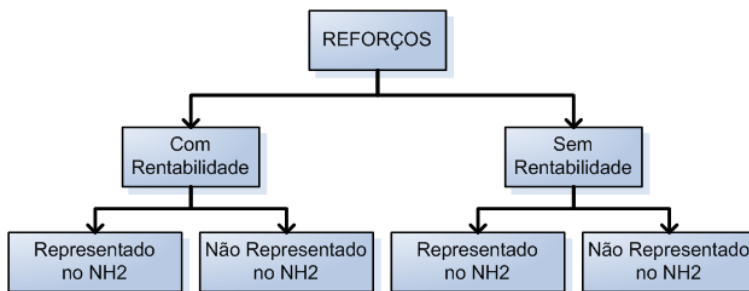
- Tipo 1 já autorizados;
- Tipo 2 já autorizados e energizados com RAP definida pela ANEEL;
- Tipo 5 com CCT já celebrado entre o transmissor e outro agente.

Os reforços sem Rentabilidade Definida são aqueles classificados como:

- Tipo 1 a serem autorizados;
- Tipo 2 autorizados, porém não energizados, ou com previsão de autorização;
- Tipo 5 em processo de celebração do CCT entre o transmissor e outro agente.

Ressalta-se que de acordo com o escopo do reforço, torna-se inviável o cálculo da Expectativa de Energia não Suprida e do Índice de Severidade, devido não ser possível a representação dos mesmos nas simulações para obtenção desses índices de risco, como por exemplo: reforços com escopo referentes à substituição de disjuntores, transformadores de corrente, de potencial e seccionadores, por superação do nível de curto-circuito, adequação de medição, etc.

Do exposto e visando que os reforços sejam hierarquizados considerando a mesma base de comparação, os mesmos foram classificados em 4 grupos conforme apresentado na Figura 6.5.



**Figura 6.5: Classificação de Reforços Com/Sem Rentabilidade (Definida) e Com/Sem Representação Probabilística no programa NH2**

A classificação utilizada contempla os reforços que possuem rentabilidade calculada (valores de investimento e de Receita Anual Permitida definidos pelo Órgão Regulador) e aqueles que não a possuem, considerando também a possibilidade de sua representação nas simulações para obtenção dos índices de risco.

Quando não for possível a representação dos reforços nas simulações ou na falta do valor de rentabilidade, o PVF Aspectos Probabilísticos e o PVE Rentabilidade não são considerados no cálculo da hierarquização dos reforços, respectivamente.

Por motivos de confidencialidade do transmissor, nas tabelas a seguir foram considerados números de reforços hipotéticos, não sendo também identificada a instalação.

No Apêndice é apresentado um exemplo de aplicação do cálculo destinado à hierarquização de reforços, utilizado neste trabalho, ilustrando uma classificação sem rentabilidade e sem representação no NH2.

Dessa maneira, a hierarquização dos reforços calculada por meio do módulo multicritério do APMult, desenvolvido em parceria entre Universidade Federal de Santa Catarina e a CTEEP, de acordo com os grupos definidos na Figura 6.5, é apresentada a seguir:

### **6.3.1 Reforços com Rentabilidade e com Representação no NH2**

Na Tabela 6.2 é apresentada a hierarquização de 18 reforços classificados neste grupo.

**Tabela 6.2: Resultado da Hierarquização de Reforços com Rentabilidade e com Representação no NH2**

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P054	1º	13,17790050	Instalação de 1 banco de capacitores 138 kV, 50 Mvar, cada, e módulo de conexão associado.
P007	2º	6,85962940	Implantação do setor de 230 kV; Remanejamento do banco de autotransformadores 345-230 kV, 500 MVA e dos módulos de conexão associados existentes; Instalação de 1 módulo de interligação de barramentos 230 kV; Instalação de 3 módulos de entrada de LT 230 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinados a conexão de LT's 230 kV.
P019	3º	5,75287670	Instalação de 1 banco de reatores de barra 500 kV, 200 Mvar, respectiva fase reserva de 66,67 Mvar e módulo de conexão associado.
P037	4º	5,70517360	Instalação do 3º autotransformador trifásico (TR-7) 230-138 kV, 60/75 MVA, e módulos de conexão associados.
P084	5º	5,67307640	Instalação de 2 bancos de capacitores 138 kV, 50 Mvar, cada, e módulo de conexão associado.
P013	6º	5,61328140	Instalação do 3º banco de transformadores (TR-5) 440 -138 kV, 315 MVA, e respectiva fase reserva de 105 MVA, e módulos de conexão associados.
P095	7º	5,49846530	Implantação de torre de derivação em LT, para conexão de ramal 138 kV.
P057	8º	5,25937580	Instalação de 2 módulos de entrada de LT 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinados à conexão de LT 138 kV.
P060	9º	4,98155730	Substituição do transformador trifásico n.º 1 (TR-1) 138-88 kV, de 30/40 MVA para 40/60 MVA.
P017	10º	4,94409090	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(2x954 Kcmil), 75°/90°C, 15 Km.
P098	11º	4,80702840	Substituição de 6 TC's 138 kV, 1200 A, 40 kA e 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA dos bays de LT 138 kV, por superação de corrente nominal, devido à recapitação da LT.
P116	12º	4,80702840	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA dos bays de LT 138 kV, por superação de corrente nominal, devido a entrada em operação do consumidor livre.
P038	13º	4,74177910	Reconstrução de LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x336,4 Kcmil) para cabo 2x(2x636 Kcmil), 75°/90°C, 7 Km, e remoção da LT existente.
P120	14º	4,73128890	Substituição de 6 seccionadores 138 kV, 1250 A, 40 kA e 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA dos bays de LT 138 kV, por superação de corrente nominal, devido à recapitação da LT
P109	15º	4,47132160	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 92,3 Km.
P018	16º	4,44435960	Recondutoramento da LT, circuito duplo, de cabo 2x(2x795 Kcmil) para cabo 2x(2x954 Kcmil), 75°/90°C, 6,3 Km.
P080	17º	4,41307620	Recapitação de LT 138 kV, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 9,7 Km.
P077	18º	4,11869030	Construção de LT 138 kV, circuito duplo, cabo 2x(1x336,4 Kcmil), 75°/90°C, 4 Km.

Pela Tabela 6.2 verifica-se não haver empates entre os reforços, considerando a disponibilidade dos valores de rentabilidade e representação no NH2.

Verifica-se também que, pela ótica do transmissor em questão, reforços a serem implantados em subestações apresentam melhor classificação do que aqueles a serem implantados em linhas de transmissão curtas.

Este fato indica que os especialistas atribuíram notas inferiores aos reforços referentes às linhas de transmissão em relação àqueles a serem implantados em subestações, considerando os impactos relativos aos PVE's Ambientais, Patrimoniais e Parcela Variável por Indisponibilidade (atraso na data de entrada em operação comercial do reforço). Soma-se a esse fato o histórico de remuneração definida pelo Órgão Regulador, para linhas curtas, impactando também o PVE Rentabilidade.



Outro fato a ser comentado refere-se à instalação e substituição de equipamentos em subestações, bem como à construção e recapacitações, recondutoramentos e reconstruções considerando linhas de transmissão.

Devido à forma de remuneração adotada pela ANEEL, os especialistas atribuem notas inferiores a escopos referentes à substituição de equipamentos e recapacitações, recondutoramentos e reconstruções de LT's, impactando os PVE's Oportunidade de Expansão, Rentabilidade e, especialmente para LT's, o PVE Patrimonial.

### **6.3.2 Reforços com Rentabilidade e sem Representação no NH2**

Neste grupo, conforme apresentado na Tabela 6.3, são classificados 11 reforços sem representação no NH2 que basicamente apresentam as seguintes características:

- Instalação de equipamentos destinados à adequação de medição;
- Substituição de equipamentos devido à superação do nível de curto-circuito;
- Remanejamento de trechos de linhas de transmissão;
- Instalação de módulos de interligação de barramentos;
- Instalação de equipamentos em níveis de tensão de operação não representados nos casos base da EPE (exemplo: 13,8 kV).

**Tabela 6.3: Resultado da Hierarquização de Reforços com Rentabilidade e sem Representação no NH2**

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P136	1º	10,11036340	Instalação de 3 TC's, 69 kV, 400 A, 40 kA e 3 TP's 69 kV do bay de LT 69 kV, para adequação do sistema de medição.
P069	2º	9,77010880	Instalação do 2º transformador trifásico (TR-4) 34,5-13,8 kV, 6,25 MVA e módulos de conexão associados.
P003	3º	9,64969470	Instalação do 4º módulo de interligação de barramentos 440 kV.
P152	4º	9,44417410	Instalação de 2 módulos de entrada de LT 138 kV, arranjo barra simples, destinados à conexão de LT 138 kV.
P070	5º	9,41778110	Substituição do transformador trifásico N.º 3 (TR-3) 138-13,8 kV, de 15/18,75 MVA para 25/33,33 MVA.
P129	6º	9,23945340	Instalação de 1 módulo de entrada de LT 13,8 kV, arranjo barra principal e transferência.
P009	7º	8,99878270	Substituição de 1 disjuntor (10652-5) 440 kV, 2000 A, 40 kA e 3 TC's 440 kV, 2000 A, 40 kA do bay para o banco de transformadores (TR-3) 440-138 kV, por superação do nível de curto-circuito.
P011	8º	8,86191210	Substituição de 4 disjuntores 345 kV, 2000 A e 5000 A, 50 kA e 15 TC's 345 kV, 5000 A, 50 kA, dos bays para LT 345 kV, para banco de transformadores (TR-2) 345-88/138kV e interligação de barramentos 345 kV, por superação do nível de curto circuito, devido ao fechamento do anel de 345 kV.
P047	9º	8,79272520	Substituição de 18 TC's 138 kV, 2000 A, 40 kA dos bays de LT's 138 kV, de interligação de barramentos 138 kV, de transformador trifásico (TR-6) 138-13,8 kV, por superação do nível de curto circuito.
P005	10º	8,73457310	Instalação de 2 módulos de interligação de barramentos 345 kV, arranjo disjuntor e meio (seção central); 1 módulo de entrada de LT 345 kV, arranjo disjuntor e meio, remanejamento dos pontos de conexão de LT 345 kV, para adequação aos procedimentos de Rede do ONS.
P020	11º	6,98043140	Remanejamento de circuito, cabo 1x(2x795 Kcmil), aproximadamente 500 m.

Neste grupo também não houve empates mesmo não sendo possível a representação de reforços no NH2.

De forma geral, este grupo apresentou o mesmo comportamento descrito para o grupo 1, ou seja, novas instalações de equipamentos apresentam melhor classificação do que substituições e implantação de reforços em linha de transmissão curtas são mais desfavoráveis do que em subestações.

### 6.3.3 Sem Rentabilidade e com Representação no NH2

Na Tabela 6.4 é apresentada uma visão resumida da hierarquização dos reforços classificados neste grupo. A tabela completa encontra-se disponível no 0, totalizando 87 reforços.

**Tabela 6.4: Resultado da Hierarquização de Reforços sem Rentabilidade e com Representação no NHZ**

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P040	1º	4,82960210	Instalação de 2 módulos de entrada de LT 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinados a conexão de LT 138 kV.
P039	2º	4,66269800	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(1x636 Kcmil), 75°/90°C, 30 Km. Instalação de 4 seccionadores em LT's de 138 kV.
P025	3º	2,18025480	Instalação do 4º banco de transformadores (TR-1) 345-138/88 kV, 400 MVA e módulos de conexão associados.
P014	4º	1,60700460	Instalação do 4º transformador de aterramento (TR-AT-1) 88 kV.
			Instalação de 3 módulos de interligação de barramentos 88/138 kV.
P029	5º	1,06897420	Implantação do setor de 88/138 kV.
			Instalação de 2 bancos de transformadores 345-138/88 kV, 400 MVA, cada, fase reserva de 133,33 MVA e módulos de conexão associados.
P089	6º	1,06668210	Instalação de 2 bancos de capacitores 88 kV, 28,8 Mvar, cada, e módulos de conexão associados.
P087	7º	1,06478500	Instalação de 6 módulos de entrada de LT 88/138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinados a conexão de LT's 88 kV.
P088	8º	1,06465450	Instalação do 2º banco de transformadores (TR-8) 440-138 kV, 300 MVA e módulos de conexão associados.
P106	9º	1,03558460	Instalação de 1 banco de capacitores 138 kV, 50 Mvar e módulo de conexão associado.
P023	10º	1,03453460	Instalação de 2 bancos de capacitores 138 kV, 50 Mvar, cada, e módulos de conexão associados.
(...)	(...)	(...)	(...)
P147	40º	0,83280750	Substituição de 2 bancos de capacitores 138 kV, 50 Mvar, cada, e módulos de conexão associados.
P156	40º	0,83280750	Instalação de 2 bancos de capacitores 138 kV, 50 Mvar, e módulo de conexão associado.
P153	40º	0,83280750	Instalação de 2 módulos de entrada de LT 138 kV, arranjo barra principal e transferência, destinados a conexão de LT 138 kV.
P154	40º	0,83280750	Instalação de 2 bancos de capacitores 230 kV, 100 Mvar, cada, e módulo de conexão associado.
P126	40º	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P140	40º	0,83280750	Substituição de 1 bobina de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P141	40º	0,83280750	Substituição de 1 bobina de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P119	40º	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA e 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação da LT.
P121	40º	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P122	40º	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P127	40º	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA e 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P117	40º	0,83280750	Substituição de 1 bobina de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P118	40º	0,83280750	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A e 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P125	40º	0,83280750	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A e 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
(...)	(...)	(...)	(...)
P041	81º	0,71268660	Substituição de 1 seccionador (9129-4) 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P046	81º	0,71268660	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 8 Km.
P082	81º	0,71268660	Reconstrução de LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x266,8 Kcmil) para cabo 2x(1x336,4 Kcmil), 75°/90°C, 45,7 Km
P072	81º	0,71268660	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 63,2 Km.
P042	85º	0,70017220	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 19 Km.
P074	86º	0,65082580	Reconstrução de LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x266,8 Kcmil) para cabo 2x(1x336 Kcmil), 75°/90°C, 22 Km, e remoção da LT existente.
P074	86º	0,65082580	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 1 Km.
P075	86º	0,65082580	Reconstrução de LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x336,4Kcmil), para cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 8 Km.
			Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 1Km.
P075	86º	0,65082580	Reconstrução de LT 138 kV, circuito duplo, de cabo 2x(1x336,4Kcmil) para cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 11Km.

Este grupo apresentou na hierarquização de reforços grande número de empates causados pela impossibilidade de utilizar-se a rentabilidade, e devido às similaridades dos projetos, em design e implantação, o que levou os especialistas a considerarem as mesmas notas em cada ponto de vista.

Novamente, conforme verificado nos grupos 1 e 2, reforços referentes à implantação de novos equipamentos em subestações ocupam as primeiras posições.

Para este grupo ocupam também as primeiras posições, reforços referentes à construção de LT's não consideradas curtas.

Considerando a maior quantidade de empates, verifica-se que a 40ª posição refere-se a reforços relativos à substituição de disjuntores, transformadores de corrente, de potencial e seccionadores, devido à superação da corrente nominal.

Ressalta-se que a representação dessas substituições, nas simulações, foi possível devido ao aumento da capacidade da função transmissão correspondente, o que não seria possível se a substituição fosse devido à superação por nível de curto-circuito, conforme já mencionado.

Já os empates verificados na 81ª posição referem-se à recapacitação de LT's que conforme apresentado no subitem 6.3.1 fazem com que os especialistas atribuam pontuações similares e inferiores referentes aos PVE's Oportunidade de Expansão, Rentabilidade e Patrimonial.

#### **6.3.4 Sem Rentabilidade e sem Representação no NH2**

Na Tabela 6.5 é apresentada uma visão resumida da hierarquização dos reforços classificados neste grupo. A tabela completa encontra-se disponível no Anexo M, totalizando 46 reforços que referente à representação no NH2 apresentam basicamente as características descritas no subitem 6.3.2.

**Tabela 6.5: Resultado da Hierarquização dos Projetos sem Rentabilidade e sem Representação no NH2**

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P135	1º	1.93627410	Instalação de 3 TC's, 138 kV, 40 kA e 3 TP's 138 kV do bay para o banco de transformadores (TR-9) 440-138 kV, para adequação do sistema de medição.
P134	1º	1.93627410	Instalação de 6 TC's, 138 kV, 40 kA e 6 TP's 138 kV dos bays para LT 138 kV, para adequação do sistema de medição.
P130	1º	1.93627410	Instalação de 6 TC's, 138 kV, 40 kA e 6 TP's 138 kV dos bays para os transformadores trifásicos (TR-3) 138-13,8 kV e (TR-4) 138-69 kV, para adequação do sistema de medição.
P133	1º	1.93627410	Instalação de 6 TP's 138 kV dos bays para o banco de transformadores (TR-2 e TR-3) 440-138 kV, para adequação do sistema de medição.
P131	1º	1.93627410	Instalação de 3 TC's, 88 kV, 40 kA e 3 TP's 88 kV do bay para o transformador trifásico (TR-1) 88-13,8 kV, para adequação do sistema de medição.
P132	1º	1.93627410	Instalação de 6 TC's, 138 kV, 40 kA e 6 TP's 138 kV dos bays para a LT 138 kV, para adequação do sistema de medição de faturamento.
P137	1º	1.93627410	Instalação de 3 TC's, 138 kV, 40 kA e 3 TP's 138 kV do bay para o transformador trifásico (TR-2) 138-69 kV, para adequação do sistema de medição.
P001	8º	1.92907580	Instalação de 1 disjuntor 440 kV, 3150 A e 40 kA para manobra do banco de reatores de linha N° 2 e de barra de transferência para inserção automática da fase reserva.
P067	9º	1.90986240	Instalação do 2º transformador trifásico (TR-4) 69-13,8 kV, 6,25 MVA e módulos de conexão associados.
P144	9º	1.90986240	Instalação do 5º e 6º bancos de capacitores 88 kV, 28,8 Mvar, cada, e módulos de conexão associados.
(...)	(...)	(...)	(...)
P044	32º	1.65129580	Substituição de 6 disjuntores 88/138 kV, 2000 A, 50 kA, 18 seccionadores 88/138 kV, 2000 A, 40 kA e 36 TC's 88/138 kV, 2000 A, 40 kA dos bays para LT's 88 kV, por superação do nível de curto circuito, devido a entrada em operação do 3º banco de transformadores (TR-5) 345-88/138 kV.
P012	32º	1.65129580	Substituição de 4 disjuntores 345 kV, 5000 A, 50 kA e 18 TC's, 345 kV, 5000 A, 50 kA dos bays de LT 345 kV e de seção central dos travessões, por superação do nível de curto circuito, devido ao fechamento do anel de 345 kV.
P010	32º	1.65129580	Substituição de 4 disjuntores 345 kV, 3150 A, 50 kA dos bays para os bancos de transformadores ns° 1, 2 e 4 e de interligação de barramentos 345 kV e de 6 TC's 345 kV, 3000 A, 50 kA dos bays para os bancos de transformadores (TR-3 e TR-4) 345-88/138 kV, por superação do nível de curto circuito.
P049	32º	1.65129580	Substituição de 9 disjuntores 138 kV, 1250 A, 40 kA, 21 TC's 138 kV, 1200 A, 40 kA, dos bays de LT 138 kV e interligação de barramentos 138 kV, por superação do nível de curto circuito.
P028	32º	1.65129580	Substituição de 5 disjuntores 345 kV, 2000 A, 50 kA e 15 TC's 345 kV, 12000 A, 50 kA dos bays para LT 345 kV, reator de linha n° 2 e banco de transformadores (TR-3 e TR-4) 345-88/138 kV, por superação do nível de curto circuito.
(...)	(...)	(...)	(...)
P092	39º	1.63827830	Recapacitação de LT 138 kV, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 10 Km.
P149	39º	1.63827830	Recapacitação de LT 138 kV, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 9 Km.
P091	39º	1.63827830	Recapacitação de LT 138 kV, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 4,4 Km.
P094	42º	1.61645120	Implantação de subestação suprida por meio do seccionamento de LT 138 kV, com arranjo de barra dupla a quatro chaves em 138 kV. Composta por 2 módulos de entrada de LT 138 kV, 1 módulo de interligação de barramentos 138 kV e 1 módulo de conexão.
P101	43º	1.60862580	Substituição de 5 disjuntores 138 kV, 2000 A, 50 kA, 4 seccionadores associados aos disjuntores 138 kV, 2000 A, 50 kA, 15 TC's, 138 kV, 2000 A, 50 kA dos bays de LT 138 kV, banco de transformadores (TR-3) 440-138 kV e interligações de barras N° 2 e 3, por superação do nível de curto circuito.
P002	44º	1.59065830	Substituição de 14 seccionadores 440 kV, 3150 A, 50 kA, dos bays de interligação de barramentos 440 kV N° 1 e 3, por superação de corrente nominal em determinadas configurações operativas, devido ao elevado despacho de geração das usinas da região e a capacidade das LT's. Instalação de 6 TC's 440 kV, 3000 A, 50 kA, para a implantação de medição operacional.
P004	45º	1.52505500	Substituição de 8 disjuntores 345 kV, 3150 A, 63 kA, 37 seccionadores 345 kV, 3150 A, 63 kA, 27 TC's, 345 kV, 3000 A, 63 kA e 8 bobinas de bloqueio 345 kV, 3150 A, 63 kA de todos os bays da subestação, por superação do nível de curto circuito, devido a entrada em operação do 4º banco de transformadores 750-345 kV, 1500 MVA.
P050	46º	1.47355940	Substituição de 13 disjuntores 138 kV, 1600 A, 50 kA, 65 seccionadores associados 138 kV, 1600 A, 50 kA, 39 TC's 138 kV, 800A, 50 kA, Substituição de 3 disjuntores 138 kV, 2000 A, 50 kA, 12 seccionadores associados 138 kV, 2000 A, 50 kA e 9 TC's 138 kV, 800A, 50 kA, Substituição de 10 seccionadores 138 kV, 1600 A, 50 kA, Substituição de 5 seccionadores 138 kV, 2000 A, 50 kA, Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 50 kA dos bays da LT 138 kV. O nível de curto circuito destes equipamentos torna-se superado, devido à entrada em operação do 4º banco de transformadores (TR-5) 440-138 kV.

Este grupo também apresentou empates na hierarquização de reforços, porém em número inferior ao do grupo 3 devido à impossibilidade de utilizar-se a rentabilidade e a representação no NH2 (critérios de análise quantitativos).

Soma-se a esse fato, como no grupo 3, às similaridades dos projetos, em design e implantação, o que levou os especialistas a considerarem as mesmas notas em cada ponto de vista.

Considerando os reforços empatados em primeiro lugar, relacionados à instalação de transformadores de potencial (TP's) ou transformadores de corrente (TC's), verifica-se o mesmo comportamento apresentado nos grupos 1, 2 e 3, ou seja, reforços relacionados à nova instalação de equipamentos obtiveram, de forma geral, pontuação superior aos demais projetos.

Referente àqueles empatados na 32<sup>a</sup> posição (5 projetos), todos estão relacionados à instalação de disjuntores por superação do nível de curto circuito.

Verifica-se também que os reforços referentes à recapacitação de LT's tiveram pontuação inferior em relação à maioria dos reforços referentes à substituição dos equipamentos, caracterizando novamente conforme apresentado em no subitem 6.3.1 que os especialistas atribuem notas inferiores aos reforços referentes às linhas de transmissão em relação àqueles implantados em subestações, considerando os impactos relativos aos aspectos ambientais, patrimoniais e na rentabilidade, considerando linhas curtas.

#### 6.4 COMENTÁRIOS

Dos resultados obtidos verifica-se que os especialistas, na pontuação dos 162 reforços, consideraram as seguintes premissas:

- Novas instalações de equipamentos em subestações apresentam pontuações superiores a substituições de equipamentos, refletindo principalmente nos Pontos de Vista Elementares Oportunidade de Expansão e Rentabilidade;
- Construção de novas LT's apresentam pontuações superiores a recapacitações, recondução e reconstruções, refletindo nos Pontos de Vista Elementares Oportunidade de Expansão, Rentabilidade e Ambiental;
- Reforços implantados em subestações apresentam pontuações superiores aos implantados em linhas de

transmissão, refletindo nos Pontos de Vista Elementares Rentabilidade, Ambiental, piorando a pontuação de linhas de transmissão para extensões curtas.

Fica evidente a necessidade de serem considerados os valores de rentabilidade com o objetivo minimizar a quantidade de reforços empataados, sendo sugeridas 2 novas condições em substituição as existentes:

- Com Rentabilidade Calculada a partir de Valores de Investimento e RAP Definidos pelo Órgão Regulador;
- Com Rentabilidade Calculada a partir de Estimativa de Valores de Investimento e RAP Definidos pelo Transmissor.

Faz-se necessária também a utilização, pelos especialistas convidados a pontuar os projetos, de “lições aprendidas” com reforços já implantados, visando à utilização de experiências vivenciadas na gestão de reforços de escopo semelhantes aqueles a serem implantados. Esse fato permitirá um aprimoramento na pontuação de reforços, o que contribuirá para minimizar os empates entre alternativas.

Ressalta-se que esses empreendimentos foram hierarquizados, visando indicar não apenas aqueles que mais agreguem valor a empresa, mas também os que demandem maior atenção da transmissora possibilitando à mesma, minimizar possíveis impactos negativos ou mesmo transformá-los em oportunidades.

Finalmente, caso ainda existam empates, a aplicação computacional indica que a empresa deve tratá-los de maneira semelhante, pois agregam o mesmo valor.





## **7. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS**

A motivação deste trabalho se baseou na necessidade de utilização de metodologias, com fundamento científico, que possibilitem ao planejamento da transmissão agilidade na tomada de decisões, em ambiente de crescente competitividade.

Dessa forma, o objetivo deste trabalho foi o desenvolvimento de metodologia multicritério de apoio à tomada de decisão aplicada a soluções de planejamento (reforços), autorizadas ou a serem autorizadas, pelo órgão Regulador Brasileiro, estabelecendo a hierarquização das mesmas.

A citada hierarquização foi aplicada em reforços referentes ao sistema de transmissão do Estado de São Paulo, sob responsabilidade de um transmissor, sendo dessa forma considerada a ótica desse agente.

A metodologia multicritério desenvolvida utilizou os métodos AHP e multivotação Delphi e baseou-se em diversos critérios sejam eles de natureza técnica, financeira, estratégica e de origem externa a empresa (incluindo fatores ambientais).

Os resultados apresentados referentes à hierarquização dos reforços permitiu a mensuração do valor que cada um agrega ao concessionário, utilizando base científica alinhada com a estratégia desse agente.

A manutenção atualizada da estrutura hierárquica e das taxas de substituição, de acordo com a visão estratégica do transmissor, beneficia esse agente permitindo a adoção de medidas preventivas na gestão de reforços, referentes aos riscos devido a mudanças de cenários.

Por se tratar de uma ferramenta de apoio a tomada de decisão, cabe ao transmissor o desafio de manter a classificação dos reforços que se encontram nas primeiras posições e melhorar a classificação das demais, principalmente daqueles de posições mais inferiores, minimizando impactos negativos ou mesmo transformando-os em oportunidades.

Ressalta-se como outro ponto positivo a construção do conhecimento, entre os especialistas responsáveis pela gestão de reforços, proporcionando a migração de uma visão operacional (análise relação custo-benefício) para uma visão mais abrangente, a qual além da citada relação considera aspectos subjetivos, de forma simultânea, de acordo com o pensamento estratégico da empresa.

## 7.1 TRABALHOS FUTUROS

Informações estruturadas que levem em consideração mudanças de cenários são grandes subsídios à tomada de decisão. Isto permite a análise das incertezas associadas ao processo de gestão de reforços, apontando no sentido da modicidade tarifária, contribuindo para a melhoria dos serviços prestados e beneficiando a sociedade como um todo.

Dessa forma, os próximos passos a serem considerados visam o desenvolvimento de metodologia de análise de risco que contemple por meio da utilização de softwares, os riscos associados a cenários considerados na implantação de projetos.

Sugere-se que a citada metodologia seja aplicada, pelos agentes na gestão de soluções de planejamento definidas, bem como, pelos órgãos de planejamento na avaliação de alternativas de estudos destinados a definir essas soluções.

Esta sugestão visa além de melhorar a gestão de reforços, por parte dos agentes, inserir metodologia de análise de risco em estudos destinados a definição de soluções de planejamento, escolhidas atualmente pelo mínimo custo, representado pelo valor do investimento adicionado do diferencial de perdas, considerando que as mesmas atendam o mercado estudado e garantam o desempenho do sistema dentro de limites pré-estabelecidos.

## REFERÊNCIAS

BARROS, J. R. P.; MELO, A. C. G.; **Uma Abordagem Metodológica Baseada em Teoria de Jogos para Contemplar Critérios Conflitantes no Dimensionamento da Expansão da Transmissão.** In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (17., 2003, Uberlândia).

BRASIL; 2004. **Resolução Normativa n. 67**, de 08 de novembro de 2004. Estabelece os critérios para composição da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, e altera os arts. 18 e 21 da Resolução ANEEL 281 de 01.10.1999; Revoga a Resolução 433 de 10.11.2000. Diário Oficial da União, Brasília, v. 141, n. 111, p. 82.

BRASIL; 2005a. **Resolução Normativa n. 158**, de 23 de maio de 2005. Estabelece a distinção entre reforços e melhorias em instalações de transmissão, integrantes da rede básica e das demais instalações de transmissão, e os termos e suas definições, dos contratos especificados, dos procedimentos de rede e das propostas anuais para expansão dos sistemas de transmissão. Diário Oficial da União, Brasília, v. 142, n. 109, p. 38.

BRASIL; 2005b. **Resolução Normativa n. 191**, de 12 de dezembro de 2005. Estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da rede básica e das demais instalações de transmissão, definindo as Funções Transmissão e os respectivos pagamentos bases, bem como revoga a RES ANEEL 671 de 03 de dezembro de 2002. Diário Oficial da União, Brasília, v. 142, n. 242, p. 59.

BRASIL; 2007. **Resolução Normativa n. 270**, de 26 de junho de 2007. Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da rede básica que compõem o Sistema Interligado Nacional - SIN, bem como inclui os incisos XVIII e XIX no art. 7º da Resolução

Normativa ANEEL 063 de 12.05.2004. Diário Oficial da União, Brasília, v. 144, n. 130, p. 34.

CAMARGO, C. C. B., **Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás/FEESC, 1.981.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA.  
**Introdução à Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos de Potência – Treinamento Avançado do Programa NH2**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2.003.

CIMINO JR, L.. COELHO, J.. **Metodologia para Avaliação de Alternativas Equivalentes em Estudos de Expansão da Transmissão em Ambiente de Incertezas – Estudo de Caso**. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (20., 2009, Pernambuco).

COELHO, J. ; CAMARGO, C. C. B.; REIS, M. M.; ARANHA NETO, E. A. C. A.; RODIGHERI, A.; CIMINO JR, L.; **Tempos para Falha e para Reparo de Transformadores de Potência: são Exponencialmente Distribuídos..** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (18., 2010a, Bonito).

COELHO, J.; ARANHA NETO, E. A. C.; CAMARGO, C. C. B.; RODIGHERI, A.; REIS, M. M.; CIMINO JR, L.; RIBEIRO, R. G.; REINIG, A. O.; **An AHP Multiple Criteria Model Applied to Transmission Expansion of a Brazilian Southeastern Utility**. In: IEEE/PES T&D 2010 - LATIN AMERICA (2010b, São Paulo).

COMITÊ TÉCNICO PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO. **Critérios e Procedimento para Planejamento dos Sistemas de Transmissão**. Rio de Janeiro: 2.001.

DALKEY, N. C.. **Delphi**. In: SECOND SYMPOSIUM ON LONG-RANG FORECASTING AND PLANNING, (1967, Alamosgordo).

DALKEY, N. C.. **The Delphi Method: An Experimental Study of Group Opinion**. Santa Monica: The Rand Corporation, 1.968.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. **Plano Decenal – ciclo 2008-2019**. Rio de Janeiro: 2.011.

ENSSLIN, L.; MONTIBELLER NETO, G.; NORONHA, S. M. . **Apoio à Decisão – Metodologia para Estruturação de Problemas e Avaliação Multicritério de Alternativas**. Florianópolis: Editora Insular, 2.001.

GOMES, L. F. A. M.; GOMES, C. F. S.; ALMEIDA, A. T. . **Tomada de Decisão Gerencial: Enfoque Multicritério**. São Paulo: Editora Atlas, 2009.

GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA; SUBCOMITÊ DE ESTUDOS ELÉTRICOS; GRUPO DE TRABALHO DA PROTEÇÃO – SUDESTE, **Manual para Análise Estatística**. Rio de Janeiro, Volume 1, 1980.

GUPTA, U. G.; CLARKE, R. E. . **Theory and Applications of the Delphi Technique: A Bibliograpy**. In: TECHNOLOGICAL FORESCASTING AND SOCIAL CHANGE, (1996)

KEENEY, R.; **Value Focused Thinking**, Cambridge: Harvard University Press, 1.996.

LINSTONE, H. A.; TUROFF, M.. **The Delphi Method: Techniques and Applications**. 2002. Disponível em: <<http://www.is.njit.edu/pubs/delphibook>>

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA.; **Manual do Sistema de Análise e Coleta de Dados do Desempenho da Proteção**. Rio de Janeiro, 2.006.

RAMOS, D. S.; CRUZ, L. A.; **Consideração de Incertezas no Planejamento da Geração**. In: CONFERENCIA

LATINOAMERICANA THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. (1996, Santiago).

REIS, M. M.. **Confiabilidade de Sistema de Transmissão e Distribuição na Presença de Incerteza de Dados.**

Florianópolis, 1993. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina.

ROY, B.; **Multicriteria Methodology for Decision Aiding.**

Norwell: Kluwer Academic Publishers, 2.006.

SAATY, T. L.; **Método de Análise Hierárquica.** São Paulo:

Editora McGraw-Hill, Makron, 1.991.

SCHILLING, M. TH. . **Análise Probabilística de**

**Confiabilidade – Tutorial.** Rio de Janeiro: 2.004.

SICA, E. T.; ARANHA, E. A. C.; SPERANDIO, M.;

CAMARGO, C. C. B.; COELHO, J.; **Modelaje Multicriterio y Sistema de Apoyo a la Decisión y Ubicación de Llaves em la Red de Distribución.** In: CONGRESSO

INTERNACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉTRICA, (2006, Buenos Aires).

SILVA, E. L.. **Base de Dados para Estudos de**

**Confiabilidade em Sistemas de Potência.** Florianópolis,

1985. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina.

WRIGHT, J. T. C.; GIOVINAZZO, R. A.. **Delphi – Uma**

**Ferramenta de Apoio ao Planejamento Prospectivo.** In:

Caderno de Pesquisas em Administração. São Paulo, Volume 1, n.º 12, 2000



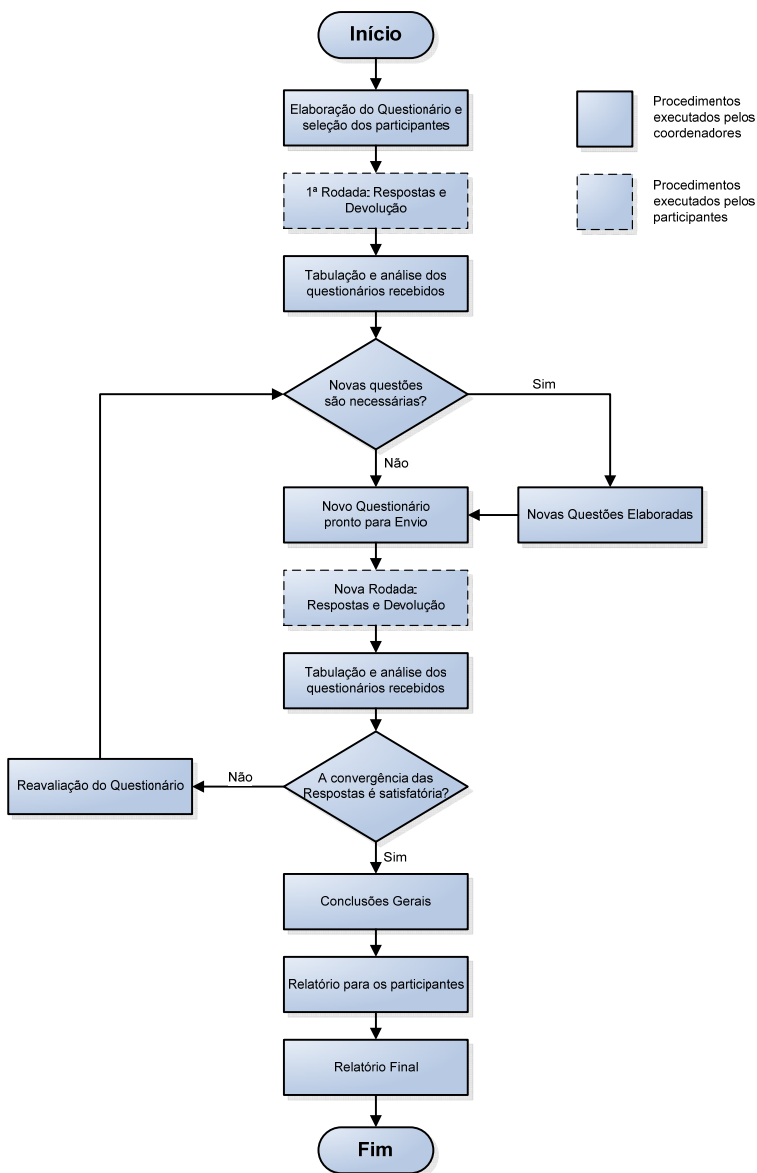








## ANEXO C. Seqüência de Execução de uma Pesquisa Delphi (WRIGHT; GIOVINAZZO, 2000)





## ANEXO D. Cadastro das Instalações de Transformadores

Atributos	Descrição do Campo	Exemplo	Observação
ID	Número do transformador	105BT1	Utilizada a composição na ordem apresentada a seguir : . Número de identificação da subestação (ID), conforme o cadastro do Departamento de Operação do transmissor; . Configuração da transformação. Considerando transformador trifásico - "TR" e banco de transformadores - "BT"; . Número da posição operativada da transformação na SE; . Transformadores substituídos, considerar a letra "A" para o equipamento que foi retirado e "N" para o que entrou em operação.
		106TR6A	
Sigla	Sigla da subestação onde está localizado o transformador	BAU	Sigla conforme o cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
		CAV	
Transformação (kV)	Relação de transformação	440-138	Relação de transformação conforme cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
		138-13.8	
Identificação	Nome da subestação onde está localizado o transformador	SE BAURU	Nome da subestação conforme o cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
		SE CABREÚVA	
Data de Energização da Subestação	Data de entrada em operação comercial da subestação onde está localizado o transformador	30/06/69	Data de entrada em operação comercial da subestação conforme os cadastros dos Departamentos de Operação e Manutenção do transmissor.
		03/11/69	
Potência (MVA)	Potência do transformador	3 x 63	Valores de potências nominais considerando o último estágio de ventilação conforme o cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
		12.5	
Arranjo Lado Primário	Arranjo do módulo de conexão do lado primário do transformador	Disjuntor e Meio	Arranjo do módulo de conexão (lado de alta tensão) conforme o cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
		Barra Dupla e Transferência	
Arranjo Lado Secundário	Arranjo do módulo de conexão do lado secundário do transformador	Barra Dupla e Transferência	Arranjo do módulo de conexão (lado de baixa tensão) conforme o cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
		Barra Simples	
Data de Energização do Equipamento	Data de entrada em operação comercial do transformador	01/05/81	Data de energização da transformação, conforme o cadastro dos Departamentos de Operação e Manutenção do transmissor.
		13/07/85	Considerando a movimentação de transformadores entre instalações ou na mesma instalação e que nessas situações o equipamento, como praxe, passa por revisão geral, considere-se a data dessas intervenções como a nova data de energização.
Data de Desativação	Data de desativação do transformador		Data de desenergização da transformação conforme o cadastro dos Departamentos de Operação e Manutenção do transmissor.
		21/10/04	
ID - Equipamento Novo	Número de um novo transformador instalado.		Utilizado novo ID destinado a preservar o histórico de falhas identificando aquelas vinculadas ao novo e ao antigo transformador.
		106TR6N	
Região	Código da região onde o transformador está cadastrado.	AT	Utilizadas as 5 regiões definidas pelo Departamento de Planejamento da Expansão do transmissor: São Paulo, Litoral, Vale do Paraíba, Alto Tietê e Baixo Tietê.
		AT	
Código da Área	Código da área monitorada definida no NH2	101	Utilizadas as 5 áreas de monitoramento, destinadas a simulação do NH2, definidas pelo Departamento de Planejamento da Expansão do transmissor: 98, 99, 100, 101 e 102.
		101	
Obs.	Esclarecimentos referentes a transformação.	A atual Fase V foi energizada em 02/06/1990	Utilizadas as observações necessárias de forma a geral referente ao histórico do equipamento, tais como: movimentações, datas de energização e desativação, etc.



## ANEXO E. Cadastro das Instalações de Linhas de Transmissão

Atributos	Descrição do Campo	Exemplo	Observação
ID	Número da linha de transmissão	6101	Número (ID), conforme cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
		6602C1	Acrescentado ao ID o código referente a identificação de circuitos das linhas de transmissão (C1, C2,...., Cn).
Sigla	Sigla da linha de transmissão	BOJ-TAU	Sigla conforme o cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
		BAU-CAV C1	
Tensão (kV)	Nível de tensão de operação da linha de transmissão	440	Nível de tensão de operação da linha de transmissão conforme o cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
Identificação	Nome da linha de transmissão	BOM JARDIM-TAUBATÉ	Nome da linha de transmissão conforme o cadastro do Departamento de Operação do transmissor.
		BAURU-CABREÚVA C1	
Data de Energização	Data de entrada em operação comercial da linha de transmissão	2/1/1980	Data de entrada em operação comercial da linha de transmissão conforme os cadastros dos Departamentos de Operação e Manutenção do transmissor.
		3/11/1969	Considerando-se recapitação, reconduzimento e reconstrução, a data de entrada em operação comercial passa a ser a data dessas intervenções, devido a se adotar como o reinício da vida útil da linha de transmissão ou do circuito.
Extensão (km)	Extensão da linha de transmissão	154,584	Extensão da linha de transmissão conforme o cadastro dos Departamentos de Operação e Manutenção do transmissor.
		235,29	
Seção do Condutor (Kcmil)	Seção dos condutores da linha de transmissão	4 X 636	Seção dos condutores da linha de transmissão conforme o cadastro dos Departamentos de Operação e Manutenção do transmissor.
		4 X 636	
Data de Desativação	Data de desativação da linha de transmissão		Data de desativação da linha de transmissão conforme o cadastro dos Departamentos de Operação e Manutenção do transmissor. A desativação da linha de transmissão ou do circuito pode ser entendida, também, como a inserção de uma nova subestação suprida por meio do seccionamento de 1 ou mais circuitos de uma linha de transmissão existente.
		24/9/1916	
ID - Linha Nova	Número de uma linha de transmissão implantada	6602C1	Utilizado novo ID destinado a preservar o histórico de falhas identificando aquelas vinculadas à nova e a antiga linha de transmissão.  A implantação de uma nova linha de transmissão ou circuito pode ser entendida também como seccionamento de 1 ou mais circuitos devido a inserção no sistema de transmissão de uma nova subestação suprida por meio do citado seccionamento.
Região	Código da região onde a linha transmissão está cadastrada	VP	Utilizadas as 5 regiões definidas pelo Departamento de Planejamento da Expansão do transmissor: São Paulo, Litoral, Vale do Paraíba, Alto Tietê e Baixo Tietê.
		AT	
Código da Área	Código da área monitorada definida no NH2	99	Utilizadas as 5 áreas de monitoramento, destinadas a simulação do NH2, definidas pelo Departamento de Planejamento da Expansão do transmissor: 98, 99, 100, 101 e 102.
		101	
Obs.	Esclarecimentos referentes a linha de transmissão.	Data de operação inicial 13/07/1978 (Antiga LT 440 kV SBO-TAU); Compartilha estruturas	Utilizadas as observações necessárias de forma a geral referente ao histórico do equipamento, tais como: movimentações, datas de energização e desativação, etc.





## ANEXO F. Cadastro das Ocorrências de Transformadores e Linhas de Transmissão

Função Transmissão	Atributos	Descrição do Campo	Exemplo	Observação
TR / LT	ANC-IPS	Ano da ocorrência	1999 1998	Ano de cadastrado da ocorrência no SIAP. Período: 1999 a 2007.
TR / LT	NUM-IPS	Número do cadastro da ocorrência no SIAP	9902110305 9805040854	Número de cadastro da ocorrência no SIAP. O número é formado pela data e horário do desligamento (Padrão: AAMDDHHMM).
TR / LT	NUM-DESLIG	Quantidade de desligamentos	01	Quantidade de desligamentos simultâneos durante a ocorrência cadastrada no SIAP.
TR / LT	CD-CAUSA-DESLIG	Causa da falha do componente que provocou a ocorrência	T5 A2	Código da causa da ocorrência cadastrada no SIAP.
TR / LT	CD-NATUREZA-ELETR	Natureza elétrica da ocorrência	33 99	Código da natureza elétrica da ocorrência cadastrada no SIAP.
TR / LT	CD-LOCALIZ	Localização do componente falhado	BR PN	Código da localização do componente que originou a ocorrência cadastrada no SIAP.
TR / LT	ORIG-CAUSA	Origem da causa da falha do componente	E S	Código da origem da ocorrência cadastrada no SIAP: Interna, Secundária, Externa ou Operacional.
TR / LT	NATUREZA-CAUSA	Natureza da causa do desligamento do componente falhado	F P	Código da natureza da causa do desligamento cadastrada no SIAP: Fugitiva ou Permanente.
TR / LT	TIPO-DESLIG	Tipo de desligamento do componente falhado	A	Código do tipo do desligamento cadastrado no SIAP: Automático ou Manual.
TR	DT-FH-DESLIG-EQUIP	Data e hora do desligamento da transformação	11/2/99 3:05 4/5/98 8:54	Data e hora do desligamento da transformação cadastradas no SIAP.
LT	DT-HH-DESLIG-LT	Data e hora do desligamento da linha de transmissão	6/9/01 23:48 20/1/06 16:02	Data e hora do desligamento da linha de transmissão cadastradas no SIAP.
TR	DT-FH-RETAB-EQUIP	Data e hora do restabelecimento da transformação	11/2/99 3:41 4/5/98 9:04	Data e hora do restabelecimento da transformação cadastradas no SIAP.
LT	DT-HH-RETAB-LT	Data e hora do restabelecimento da linha de transmissão	6/9/01 23:49 20/1/06 16:39	Data e hora do restabelecimento da linha de transmissão cadastradas no SIAP.



## ANEXO G. Causa do Desligamento

Número do Grupo	Grupo	Descrição	Número do Grupo	Grupo	Descrição
1	Fenômenos Naturais	Chuva / Temporal	8	Operacionais – Operação	Condições Anormais de Operação
		Descarga Atmosférica			Desligamento por Configuração
2	Condições Ambientais	Vento forte	9	Operacionais – Operação	Manobra Operacional Automática (Forçada)
		Outras meio ambiente			Tentativa de Restabelecimento com Falha / Defeito
		Polição / contaminação ambiental			Acidental por outra empresa
3	Humanos – Própria Empresa	Queimada / fogo sob a linha	9	Outros Sistemas Elétricos	Atuação Proteção Outra Empresa Barra Comum
		Vibração (ambiente)			Outras - Sistema Elétrico
		Acidental - Serviços / Testes			Perturbação em Concessionária Regional / Municipal
		Direcionalidade invertida - Plug			Perturbação em Consumidor
		Erro de ajuste - Cálculo			Perturbação em FURNAS
		Erro de configuração - execução			Perturbação em Outra Empresa Interligada
		Erro de fiação AC - Execução			Perturbação na CESP
		Erro de fiação AC - Projeto			Perturbação na COPEL
		Erro de fiação DC - Execução			Perturbação na CPFL
		Erro de fiação DC - Projeto			Perturbação na ENERSUL
4	Objetos, Materiais, Corpos Estranhos	Manobra indevida	10	Fiação AC e DC	Perturbação na EPTE
		Outras humanas Própria Empresa			Circuito aberto - Secundário AC
		Acidente com Ser Humano			Circuito aberto - Secundário DC
		Aeronave			Curto-circuito - Secundário AC
		Animais, Pássaros, Insetos			Diodo danificado - Circuito DC
		Árvore / Vegetação			Fogo (painel / fiação)
		Cruzamento de Cabos (outra LT)			Fusível queimado - Secundário AC
		Enlaçamento (cabos)			Fusível queimado - Secundário DC
		Objetos Estranhos			Oscilação ou transitório - Secundário AC
		Ocorrência em Outro Componente da Empresa			Outras - Fiação AC / DC
5	Proteção, Medição e Supervisão	Outras - Corpos Estranhos e Objetos	11	Equipamentos, Materiais e Acessórios	Surtos ou transitório - Secundário DC
		Vandalismo			Tentativa de restabelecimento com defeito / Falha secundária
		Veículo			Baixa pressão de ar ou SF6
		Atuação de Esquema Especial			Baixa pressão de óleo
		Atuação Direta Proteção Outros Componentes			Câmara ou Pólos - Falha / Defeito
		Comando / Controle Elétrico - Falha / Defeito			Comando / Controle Mecânico - Falha / Defeito
		Esquema Inadequado de Proteção			Defeito
		Falha de Proteção de Outros Componentes			Dispositivo / Proteção Mecânica - Falha / Defeito
		Instrumento de Medição - Falha / Defeito			Explosão
		Outras - Proteção, Medição e Controle			Falha
6	Teleproteção	Relé Auxiliar AC - Falha / Defeito	11	Equipamentos, Materiais e Acessórios	Falha de tensão AC / DC - Serviço auxiliar
		Relé Auxiliar DC - Falha / Defeito			Ferroressonância no Secundário
7	Indefinido	Esquema Inadequado de Proteção	11	Equipamentos, Materiais e Acessórios	Isolação - Falha / Defeito
		Relé de Proteção Descalibrado			Nível baixo de óleo
		Relé de Proteção - Falha / Defeito			Outras - Equipamentos e Acessórios
		Indeterminada			Queda
7	Indefinido	Sem Dados-Proteção, Medição e Controle	11	Equipamentos, Materiais e Acessórios	Queima
		Outras sem classificação			Rompimento / desconexão
		Não houve desligamento			Sobreaquecimento
		Natureza Elétrica			



## ANEXO H. Natureza Elétrica

Número do Grupo	Grupo	Descrição	Número do Grupo	Grupo	Descrição
1	Abertura de Fase	Duas fases abertas	5	Sobretensão	Sobretensão
		Fase aberta			Sobretensão / Subfrequência(V/Hz)
		Fase aberta com terra			Sobretensão transitória
2	Desbalanço	Desbalanço com 3.l	6	Subtensão	Falta de tensão / subtensão
		Desbalanço com 3.V	7		Subfrequência
3	Evolução da falta	Evolução bifásica / bifásica-terra	8	Tipo de Falta	Bifásica
		Evolução bifásica / fase-terra			Bifásica-terra
		Evolução bifásica / trifásica			Fase-terra
		Evolução bifásica-terra / trifásica			Trifásica
		Evolução fase-terra / bifásica			Trifásico-terra
		Evolução fase-terra / bifásica / trifásica			Corrente / tensão induzidas
4	Sobrecarga	Evolução fase-terra / bifásica-terra	10	Diversos	Corrente harmônica
		Evolução fase-terra / bifásica-terra / trifásica			Curto-circuito
		Evolução fase-terra / trifásica			Envolvimento de terra
		Evolução fase-terra / trifásica-terra			Oscilação de potência
		Sobrecarga			Sem dados
	Sobrecarga com _subtensão	11	Indeterminada	Sem natureza elétrica	



## ANEXO I. Localização dos Desligamentos

Item	Localização	Item	Localização
1	Banco de capacitores externo	18	Painel
2	Barra externa	19	Para-raio
3	Bobina de bloqueio	20	Proteção
4	Cabo para-raio	21	Reator
5	Chave de aterramento	22	Seccionadora
6	Condutor	23	Sem localização específica
7	Cubículo	24	Sistemas
8	Disjuntor	25	Subestação Direta na LT
9	ERAC	26	Subtransmissão / distribuição
10	Esquema especial	27	Teleproteção
11	Grupo Gerador	28	Trafo de Interligação
12	Isolador / cadeia	29	Transformador abaixador externo
13	Jumper ou conector	30	Transformador de conexão ao sistema
14	Linha externa	31	Transformador de corrente
15	Localização ignorada	32	Transformador de potencial
16	Outras_localizações	33	Outros Códigos
17	Outro sistema interligado		





## ANEXO J. Análises das Ocorrências de Transformadores e Linhas de Transmissão

Atributos	Descrição do Campo	Função Transmissão	Exemplo	Observação
Análise	Descrição da análise cadastrada no SIAP	TR	Ocorreu um curto-circuito das fases B e V à terra no cubículo geral 13,8KV, entre os alimentadores 52-38 e 39 de BAU, provocado por animal, com corretas atuações das proteções 51F E 51N, desligando o disjuntor 52-35, lado BT do TR-4. Após 11 CIC	Análise da Ocorrência cadastrada no SIAP pelos especialistas da área de análise de perturbação do sistema, visando a análise do desempenho da proteção.
		LT	Ocorreu curto circuito fase V-N na LT 88 kv S/C-PAR e S/C-JAG devido descarga atmosférica com desligamento automático correto . O religamento automático está bloqueado na extremidade de PAR e JAG devido a restrição operativa.	Análise da Ocorrência cadastrada no SIAP pelos especialistas da área de análise de perturbação do sistema, visando a análise do desempenho da proteção.
Análise Resumida	Identificação da causa da falha.	TR	MOTIVO: Curto circuito fases BC e VM cubículo geral CAUSA: Presença de animal entre AL. 52-38/39	A partir da análise da ocorrência cadastrada no SIAP, é elaborado resumo visando a identificação do motivo e causa.
		LT	MOTIVO: Curto circuito fase VM-terra CAUSA: Descarga atmosférica	A partir da análise da ocorrência cadastrada no SIAP, é elaborado resumo visando a identificação do motivo e causa.







## ANEXO L. Hierarquização dos Reforços Sem Rentabilidade e Com Representação no NH2

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P040	1°	4,82960210	Instalação de 2 módulos de entrada de LT 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinados a conexão de LT 138 kV.
P039	2°	4,66269800	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(1x636 Kcmil), 75°/90°C, 30 Km. Instalação de 4 seccionadores em LT's de 138 kV.
P025	3°	2,18025480	Instalação do 4º banco de transformadores (TR-1) 345-138/88 kV, 400 MVA e módulos de conexão associados. Instalação do 4º transformador de aterramento (TR-AT-1) 88 kV. Instalação de 3 módulos de interligação de barramentos 88/138 kV.
P014	4°	1,60700460	Implantação do setor de 88/138 kV. Instalação de 2 bancos de transformadores 345-138/88 kV, 400 MVA, cada, fase reserva de 133,33 MVA e módulos de conexão associados. Instalação de 2 bancos de capacitores 88 kV, 28,8 Mvar, cada, e módulos de conexão associados. Instalação de 6 módulos de entrada de LT 88/138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinados a conexão de LT's 88 kV.
P029	5°	1,06897420	Instalação do 2º banco de transformadores (TR-8) 440-138 kV, 300 MVA e módulos de conexão associados.
P089	6°	1,06668210	Instalação de 1 banco de capacitores 138 kV, 50 Mvar e módulo de conexão associado.
P087	7°	1,06478500	Instalação de 2 bancos de capacitores 138 kV, 50 Mvar, cada, e módulos de conexão associados.
P088	8°	1,06465450	Instalação de 2 bancos de capacitores 138 kV, 50 Mvar, e módulo de conexão associado.
P106	9°	1,03558460	Instalação de 2 módulos de entrada de LT 138 kV, arranjo barra principal e transferência, destinados a conexão de LT 138 kV.
P023	10°	1,03453460	Instalação de 2 bancos de capacitores 230 kV, 100 Mvar, cada, e módulo de conexão associado.
P107	11°	1,03038560	Instalação de 2 módulos de entrada de LT 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinados a conexão de LT 138 kV.
P024	12°	1,01944400	Instalação de 2 bancos de capacitores 345 kV, de 200 Mvar e 150 Mvar e módulo de conexão associado.
P035	13°	1,01731200	Instalação do 3º banco de transformadores (TR-3) 345-88/138 kV, 400 MVA.
P052	14°	0,99985900	Instalação de 2 bancos de capacitores 138 kV, 50 Mvar, cada, e módulos de conexão associados.
P105	15°	0,98880140	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(1x636 Kcmil), 75°/90°C, 73,4 Km.
P108	16°	0,97198360	Instalação do 4º banco de capacitores 88 kV, 28,8 Mvar e adequação do módulo de conexão associado existente.
P142	16°	0,97198360	Instalação de 1 banco de capacitores 138 kV, 30 Mvar e módulo de conexão associado.
P112	16°	0,97198360	Instalação de 2 bancos de capacitores 138 kV, 25 Mvar, cada, e módulos de conexão associados.
P058	16°	0,97198360	Instalação de 1 banco de capacitores 138 kV, 30 Mvar e módulo de conexão associado.
P064	20°	0,96832050	Instalação de 1 banco de capacitores 138 kV, 30 Mvar e módulo de conexão associado.
P053	21°	0,95591440	Instalação de 1 banco de capacitores 138 kV, 50 Mvar e módulo de conexão associado.
P102	22°	0,93878670	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA dos bays para LT 138 kV, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P030	23°	0,93675900	Substituição do banco de transformadores N.º 1 (TR-1) 440-138 kV, de 150 MVA para 300 MVA.
P111	24°	0,93211020	Instalação de 4 bancos de capacitores 138 kV, 25 Mvar, cada, e 3 módulos de conexão associados.
P078	24°	0,93211020	Remanejamento do módulo de interligação de barramentos 138 kV existente. Instalação de 1 banco de capacitores 138 kV, 30 Mvar e módulo de conexão associado. Remanejamento do módulo de interligação de barramentos 138 kV existente.
P083	26°	0,93131630	Instalação do 2º banco de capacitores 88 kV, 120 Mvar e módulo de conexão associado. Ampliação do banco de capacitores 88 kV existente de 63 Mvar para 120 Mvar e adequação do módulo de conexão associado.
P085	26°	0,93131630	Instalação de 4 bancos de capacitores 138 kV, 50 Mvar, cada, e 2 módulos de conexão associados.
P090	26°	0,93131630	Instalação do 5º banco de capacitores 88 kV, 28,8 Mvar e módulo de conexão associado.

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P103	29°	0,92547850	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA dos bays para LT 138 kV, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P015	30°	0,91180500	Instalação do 3º banco de autotransformadores (TR-9) 500-440 kV, 750 MVA, respectiva fase reserva de 250 MVA e módulos de conexão associados.
P065	31°	0,89704740	Instalação de 1 módulo de entrada de LT 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinado a conexão de LT 138 kV.
P048	32°	0,88161470	Conversão de 88 kV para 138 kV dos barramentos e bays de LT's 88 kV com a substituição de 11 seccionadores de 88 kV para 138 kV, 1.600 A, 40 kA; 12 TP's de 88 kV para 138 kV, 40kA e 12 pára-raios, de 88 kV para 138 kV. Remoção do transformador 138-88 kV, 60 MVA e módulos de conexão associados existentes.
P022	33°	0,87802430	Seccionamento e construção de LT, circuito duplo, cabo 1x(4x636 Kcmil), 60/70°C, 1 Km.
P008	34°	0,87675640	Substituição do autotransformador trifásico Nº 4 230-138 kV, de 75 MVA para 150 MVA e adequação dos módulos de conexão associados
P159	35°	0,86693800	Substituição de 12 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à entrada de consumidor livre.
P061	36°	0,85961820	Conversão de 88 kV para 138 kV dos barramentos e substituição dos 2 transformadores trifásicos (TR-3 e TR-4) 88-13,8 kV, 7,5 MVA e 10 MVA, respectivamente, por outros 2 transformadores trifásicos 138-13,8 kV, 10/12,5 MVA, cada, e adequação nos bays com a substituição de 15 TP's, de 88 kV para 138 kV, 40 kA e de 24 para-raios, de 88 kV para 138 kV.
P032	37°	0,85412000	Substituição de 3 seccionadores (37029-14(5)/16/18) 230 kV, 2000 A, 40 kA e de 1 bobina de bloqueio 230 kV, 2000 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à reconstrução dos LT's
P110	38°	0,85265770	Substituição de 2 transformadores trifásicos (TR-3 e TR-5) 138-88 kV, de 18/24 MVA para 30/40 MVA, cada, provenientes de outras subestações e adequação dos módulos de conexão associados.
P016	39°	0,84811860	Instalação de 2 módulos de entrada de LT 345 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves.
P147	40°	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P156	40°	0,83280750	Substituição de 1 bobina de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P153	40°	0,83280750	Substituição de 1 bobina de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P154	40°	0,83280750	Substituição de 1 bobina de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P126	40°	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA e 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação da LT.
P140	40°	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P141	40°	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P119	40°	0,83280750	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA e 2 bobinas de bloqueio, 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido a recapitação de LT. OBS.: Os TC's já foram substituídos pela Manutenção.
P121	40°	0,83280750	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P122	40°	0,83280750	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P127	40°	0,83280750	Substituição de 1 bobina de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P117	40°	0,83280750	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A e 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P118	40°	0,83280750	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A e 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P125	40°	0,83280750	Substituição de 1 seccionador (9129-4) 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P099	54°	0,81949930	Substituição de 6 TC's 138 kV, 400/600/800/1200-5 A, 40 kA e 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P124	54°	0,81949930	Substituição de 4 seccionadores 138 kV, 1250 A, 40 kA e 6 TC's 138 kV, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P146	54°	0,81949930	Substituição de 6 TC's 138 kV, por superação de corrente nominal, devido à recapitação de LT.
P155	54°	0,81949930	Substituição de 6 TC's 138 kV, 40 kA, devido à superação de corrente nominal destes equipamentos.
P086	58°	0,81341770	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75/90°C, 50,2 Km.

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P033	59°	0,80544850	Substituição de 12 seccionadores, 230 kV, 2000 A, 40 kA, 3 TC's, 2000-5 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à reconstrução de LT's 230 kV. Remoção de 1 seccionador.
P097	59°	0,80544850	Substituição de 6 TC's 138 kV, 40 kA e 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido a entrada em operação do consumidor livre.
P151	59°	0,80544850	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 630 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapitação da LT.
P063	62°	0,80465230	Lançamento do 2º circuito da LT, cabo 1x336,4 Kcmil, 50°C, 77,5 Km.
P113	63°	0,79214020	Substituição de 10 seccionadores, 40 kA e 3 bobinas de bloqueio, 138 kV, 1250 A, 40 kA, e de 2 bobinas de bloqueio, 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido a recapitação de LT's.
P031	63°	0,79214020	Substituição de 9 TC's 230 kV, 2000-5 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à reconstrução des LT's.
P158	63°	0,79214020	Substituição de 12 TC's 138 kV, 40 kA e de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à entrada de consumidor livre.
P157	66°	0,78605860	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 52 Km
P071	67°	0,78484090	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 34 Km.
P079	68°	0,77673160	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 6 Km.
P150	68°	0,77673160	Recapitação da LT, circuito duplo, de 60°C para 75°/90°C, 6,8 Km, devido à entrada do consumidor livre.
P055	68°	0,77673160	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 53 Km.
P148	68°	0,77673160	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 22 Km.
P021	72°	0,77606610	Implantação de subestação suprida por meio do seccionamento de LT 440 kV, com arranjo de barras de disjuntor e meio (operando inicialmente em anel) em 440 kV. Composta por 2 módulos de entrada de LT 440 kV, 2 módulos de interligação de barramentos 440 kV e 2 módulos de conexão.
P059	73°	0,77423190	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x1x1795 Kcmil), 75°/90°C, 30Km. Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 7,6 Km.
P043	74°	0,76937750	Recondutoramento da LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x266,8 Kcmil) para cabo 2x(1x336,4 Kcmil), 75°/90°C, 32,5 Km.
P143	75°	0,76257300	Recondutoramento da LT, circuito duplo, de cabo 4/0 AWG para cabo 2x(1x336 Kcmil), 75°/90°C, 2 Km.
P143	75°	0,76257300	Instalação de 4 módulos de entrada de LT 138kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinados à conexão de LT's 183kV.
P056	76°	0,76217330	Reconstrução de LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x336,4 Kcmil) para cabo 2x(1x636 Kcmil), 75°/90°C, 34 Km e remoção da LT existente.
P076	77°	0,76131980	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 4Km. Reconstrução de LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x336,4Kcmil) para cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 8,7Km
P138	78°	0,75053400	Instalação de 6 módulos de entrada de LT 138kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinados à conexão de LT's 138 kV.
P139	79°	0,74242320	Instalação de 4 módulos de entrada de LT 138 kV, arranjo barra dupla a quatro chaves, destinados à conexão de LT's 138 kV
P073	80°	0,73274470	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90° C, 16 Km. Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 8 Km.
P041	81°	0,71268660	Reconstrução de LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x266,8 Kcmil) para cabo 2x(1x336,4 Kcmil), 75°/90°C, 45,7 Km
P046	81°	0,71268660	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 63,2 Km.
P082	81°	0,71268660	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 75 Km.
P072	81°	0,71268660	Recapitação da LT, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 19 Km.
P042	85°	0,70017220	Reconstrução de LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x266,8 Kcmil) para cabo 2x(1x336 Kcmil), 75°/90°C, 22 Km, e remoção da LT existente.
P074	86°	0,65082580	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 1 Km. Reconstrução de LT, circuito duplo, de cabo 2x(1x336,4Kcmil), para cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 8 Km.
P075	86°	0,65082580	Construção de LT, circuito duplo, cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 1Km. Reconstrução de LT 138 kV, circuito duplo, de cabo 2x(1x336,4Kcmil) para cabo 2x(1x636Kcmil), 75°/90°C, 11Km.





## ANEXO M. Hierarquização dos Reforços Sem Rentabilidade e Sem Representação no NH2

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P135	1º	1,93627410	Instalação de 3 TC's, 138 kV, 40 kA e 3 TP's 138 kV do bay para o banco de transformadores (TR-9) 440-138 kV, para adequação do sistema de medição.
P134	1º	1,93627410	Instalação de 6 TC's, 138 kV, 40 kA e 6 TP's 138 kV dos bays para LT 138 kV, para adequação do sistema de medição.
P130	1º	1,93627410	Instalação de 6 TC's, 138 kV, 40 kA e 6 TP's 138 kV dos bays para os transformadores trifásicos (TR-3) 138-13,8 kV e (TR-4) 138-69 kV, para adequação do sistema de medição.
P133	1º	1,93627410	Instalação de 6 TP's 138 kV dos bays para o banco de transformadores (TR-2 e TR-3) 440-138 kV, para adequação do sistema de medição.
P131	1º	1,93627410	Instalação de 3 TC's, 88 kV, 40 kA e 3 TP's 88 kV do bay para o transformador trifásico (TR-1) 88-13,8 kV, para adequação do sistema de medição.
P132	1º	1,93627410	Instalação de 6 TC's, 138 kV, 40 kA e 6 TP's 138 kV dos bays para a LT 138 kV, para adequação do sistema de medição de faturamento.
P137	1º	1,93627410	Instalação de 3 TC's, 138 kV, 40 kA e 3 TP's 138 kV do bay para o transformador trifásico (TR-2) 138-69 kV, para adequação do sistema de medição.
P001	8º	1,92907580	Instalação de 1 disjuntor 440 kV, 3150 A e 40 kA para manobra do banco de reatores de linha N.º 2 e de barra de transferência para inserção automática da fase reserva.
P067	9º	1,90986240	Instalação do 2º transformador trifásico (TR-4) 69-13,8 kV, 6,25 MVA e módulos de conexão associados.
P144	9º	1,90986240	Instalação do 5º e 6º bancos de capacitores 88 kV, 28,8 Mvar, cada, e módulos de conexão associados.
P160	11º	1,90474020	Implantação de torre de derivação em LT 138 kV.
P026	12º	1,88692920	Instalação do 4º banco de transformadores (TR-4) 345-88/138 kV, 400 MVA, e módulo de conexão associados. Instalação do 4º transformador de aterramento (TR-AT-4) 88 kV e módulo de conexão associado.
P068	13º	1,85953480	Instalação de 1 módulo de interligação de barramentos 88/138 kV. Instalação do 2º transformador trifásico (TR-2) 138-13,8 kV, 15/18,75 MVA, módulos de conexão associados.
P045	14º	1,85093400	Remanejamento do módulo de interligação de barramentos 138 kV existente. Instalação de 1 módulo de entrada de LT 34,5 kV, arranjo barra simples.
P145	15º	1,85093400	Instalação de 1 módulo de entrada de LT 88/138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinado à conexão de LT 88 kV.
P161	16º	1,82452230	Instalação de 1 módulo de entrada de LT 138 kV, arranjo barra dupla a cinco chaves, destinado à conexão de LT 138 kV.
P162	17º	1,78153840	Substituição de 6 TP's 88/138 kV dos bays para os autotransformadores trifásicos (TR-3 e TR-4) 230-88 kV, para adequação do sistema de medição.
P036	18º	1,76733070	Substituição das buchas de 88/138 kV em bancos de transformadores, para eliminação de restrição operativa, elevando a sobrecarga admissível nos transformadores de 5,6% para 19,5%.
P027	19º	1,76573950	Substituição de 2 disjuntores 345 kV, 3150 A, 50 kA, devido à superação do nível de curto circuito.
P034	20º	1,75289130	Instalação provisória de 1 transformador trifásico 230-138 kV, 63 MVA e módulos de conexão associados.
P051	21º	1,73219350	Substituição dos 2 transformadores trifásicos (TR-6 e TR-8) 138-13,8 kV, de 15/18,75 MVA para 40 MVA, cada, e instalação/adequação dos módulos de conexão associados. Readequação do setor de 13,8 kV.
P104	22º	1,73151370	Substituição de 6 TC's 138 kV, 40 kA e 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapacitação da LT.
P114	22º	1,73151370	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA dos bays para LT 138 kV, por superação de corrente nominal.
P115	22º	1,73151370	Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal.
P006	25º	1,71193330	Substituição de 2 disjuntores 230 kV, 2000 A, 50 kA e 6 TC's 230 kV, 2000-5 A, 50 kA dos bays para os bancos de transformadores (TR-1 e TR-2) 440-230 kV, por superação do nível de curto-circuito.
P128	26º	1,70510190	Substituição de 3 seccionadores 138 kV, 1250 A, 40 kA e 1 bobina de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA e de 3 TC's 138 kV, 40 kA e 1 bobina de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação de corrente nominal, devido à recapacitação de LT.

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P100	26°	1,70510190	Substituição de 4 disjuntores 138 kV, 2000 A, 50 kA; 20 seccionadores associados 138 kV, 2000 A, 50 kA e 12 TC's 138 kV, 50 kA. Substituição de 1 disjuntor 138 kV, 1600 A, 50 kA; 5 seccionadores, 1600 A, 50 kA e 3 TC's 138 kV, 50 kA. Substituição de 1 disjuntor 138 kV, 2000 A, 50 kA e 5 seccionadores, 2000 A, 50 kA. Substituição de 2 disjuntores 138 kV, 2000 A, 50 kA; 2 seccionadores 138 kV, 2000 A, 50 kA. Substituição de 2 disjuntores 138 kV, 2000 A, 50 kA. O nível de curto circuito destes equipamentos torna-se superado, devido à entrada em operação do sistema de transmissão associado às usinas do Rio Madeira e do 4º banco de transformadores (TR-5) 440-138 kV.
P081	26°	1,70510190	Substituição de 6 disjuntores, 138 kV, 2000 A, 40 kA dos bays de LT's 138 kV e de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 40 kA, por superação do nível de curto circuito.
P123	26°	1,70510190	Substituição de 2 disjuntores 138 kV, 1250 A, 40 kA; 10 seccionadores 138 kV, 1250 A, 40 kA; 6 TC's 138 kV, 1200 A, 40 kA; 2 bobinas de bloqueio, 1250 A, 40 kA dos bays para LT 138 kV, por superação de corrente de curto circuito.
P062	30°	1,69619840	Substituição do transformador trifásico N.º 1 (TR-1) 88-13,8 kV, de 7,5 MVA para 10/12 MVA.
P096	31°	1,67770750	Substituição de 6 TC's (bucha dos disjuntores associados) 88/138 kV, 800 A, 40 kA dos bays para LT 88 kV, por superação da corrente nominal, devido ao crescimento vegetativo da carga.
P044	32°	1,65129580	Substituição de 6 disjuntores 88/138 kV, 2000 A, 50 kA; 18 seccionadores 88/138 kV, 2000 A, 40 kA e 36 TC's 88/138 kV, 2000 A, 40 kA dos bays para LT's 88 kV, por superação do nível de curto circuito, devido a entrada em operação do 3.º banco de transformadores (TR-5) 345-88/138 kV.
P012	32°	1,65129580	Substituição de 4 disjuntores 345 kV, 5000 A, 50 kA e 18 TC's, 345 kV, 5000 A, 50 kA dos bays de LT 345 kV e de seção central dos travessões, por superação do nível de curto circuito, devido ao fechamento do anel de 345 kV
P010	32°	1,65129580	Substituição de 4 disjuntores 345 kV, 3150 A, 50 kA dos bays para os bancos de transformadores ns.º 1, 2 e 4 e de interligação de barramentos 345 kV e de 6 TC's 345 kV, 3000 A, 50 kA dos bays para os bancos de transformadores (TR-3 e TR-4) 345-88/138 kV, por superação do nível de curto circuito.
P049	32°	1,65129580	Substituição de 9 disjuntores 138 kV, 1250 A, 40 kA, 21 TC's 138 kV, 1200 A, 40 kA, dos bays de LT 138 kV e interligação de barramentos 138 kV, por superação do nível de curto circuito.
P028	32°	1,65129580	Substituição de 5 disjuntores 345 kV, 2000 A, 50 kA e 15 TC's 345 kV, 12000 A, 50 kA dos bays para LT 345 kV, reator de linha n.º 2 e banco de transformadores (TR-3 e TR-4) 345-88/138 kV, por superação do nível de curto circuito.
P066	37°	1,64685340	Substituição do transformador trifásico n.º 1 (TR-1) 138-13,8 kV, de 15/18,75 MVA para 25/33,33 MVA e instalação/adequação nos módulos de conexão existentes. Remanejamento do módulo de interligação de barramentos 138 kV existente.
P093	38°	1,64512640	Recapacitação de LT 138 kV, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 52,5 Km.
P092	39°	1,63827830	Recapacitação de LT 138 kV, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 10 Km.
P149	39°	1,63827830	Recapacitação de LT 138 kV, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 9 Km.
P091	39°	1,63827830	Recapacitação de LT 138 kV, circuito duplo, de 50°C para 75°/90°C, 4,4 Km.
P094	42°	1,61645120	Implantação de subestação suprida por meio do seccionamento de LT 138 kV, com arranjo de barra dupla a quatro chaves em 138 kV. Composta por 2 módulos de entrada de LT 138 kV, 1 módulo de interligação de barramentos 138 kV e 1 módulo de conexão.
P101	43°	1,60862580	Substituição de 5 disjuntores 138 kV, 2000 A, 50 kA; 4 seccionadores associadas aos disjuntores 138 kV, 2000 A, 50 kA, 15 TC's, 138 kV, 2000 A, 50 kA dos bays de LT 138 kV, banco de transformadores (TR-3) 440-138 kV e interligações de barras N.º 2 e 3, por superação do nível de curto circuito.
P002	44°	1,59065830	Substituição de 14 seccionadores 440 kV, 3150 A, 50 kA, dos bays de interligação de barramentos 440 kV N.º 1 e 3, por superação de corrente nominal em determinadas configurações operativas, devido ao elevado despacho de geração das usinas da região e a capacidade das LT's. Instalação de 6 TC's 440 kV, 3000 A, 50 kA, para a implantação de medição operacional.

Projeto	Hierarquia	Valor Global	Descrição
P004	45°	1,52505500	Substituição de 8 disjuntores 345 kV, 3150 A, 63 kA; 37 seccionadores 345 kV, 3150 A, 63 kA; 27 TC's, 345 kV, 3000 A, 63 kA e 8 bobinas de bloqueio 345 kV, 3150 A, 63 kA de todos os bays da subestação, por superação do nível de curto circuito, devido a entrada em operação do 4º banco de transformadores 750-345 kV, 1500 MVA.
P050	46°	1,47355940	Substituição de 13 disjuntores 138 kV, 1600 A, 50 kA, 65 seccionadores associados 138 kV, 1600 A, 50 kA, 39 TC's 138 kV, 800A, 50 kA. Substituição de 3 disjuntores 138 kV, 2000 A, 50 kA, 12 seccionadores associados 138 kV, 2000 A, 50 kA e 9 TC's 138 kV, 800A, 50 kA. Substituição de 10 seccionadores 138 kV, 1600 A, 50 kA. Substituição de 5 seccionadores 138 kV, 2000 A, 50 kA. Substituição de 2 bobinas de bloqueio 138 kV, 1250 A, 50 kA dos bays da LT 138 kV. O nível de curto circuito destes equipamentos torna-se superado, devido à entrada em operação do 4º banco de transformadores (TR-5) 440-138 kV.

## Apêndice. Exemplo de Aplicação da Hierarquização dos Reforços

Apresenta-se a seguir um exemplo do processo de hierarquização de reforços, utilizando três projetos pertencentes ao grupo dos reforços sem rentabilidade calculada e sem representação no NH2.

O processo de hierarquização inicia-se com a aplicação do questionário de comparação par a par, visando definir as taxas de substituição referentes a cada ponto de vista fundamental e elementar, conforme procedimento, de definição das taxas de substituição, apresentado no item 6.2 deste trabalho.

Na Tabela A-1 é apresentado um resumo das taxas de substituição apuradas.

**Tabela A-1 – Taxas de Substituição**

PVF	Taxa de Substituição	PVE	Taxa de Substituição
Aspectos Probabilísticos	12,01%	Expectativa de Energia não Suprida (EENS)	62,35%
		Severidade (SEV)	37,65%
Aspectos Estratégicos	19,71%	Oportunidade de Expansão	63,75%
		Imagem Corporativa	18,20%
		Desenvolvimento Tecnológico	18,21%
Aspectos Financeiros	25,69%	Regulatório	24,25%
		Rentabilidade	39,89%
		Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI)	35,86%
Fatores Externos	19,71%	Ambiental	69,24%
		Recursos Humanos	12,76%
		Recursos Materiais	18,00%
Implantação do Empreendimento	22,88%	Projeto	21,55%
		Execução	42,33%
		Patrimonial	13,61%
		Aquisição	22,51%

De posse das taxas de substituição dos PVF's e PVE's, inicia-se a etapa de valoração dos reforços em cada um dos pontos de vista elementares.

Conforme já mencionado, este exemplo utiliza projetos, que não possuem rentabilidade calculada e sem possibilidade de representação no NH2. Dessa forma, os Pontos de Vista Elementares EENS, SEV e Rentabilidade não foram valorados.

Para os demais PVE's a valoração foi realizada através de rodadas Delphi com os profissionais da empresa, utilizando os descritores definidos no capítulo 5. As respostas dos diferentes profissionais foram compiladas por meio do cálculo da média aritmética para cada ponto de vista elementar, sendo o resultado aproximado para o valor do descritor mais próximo, conforme critério apresentado a seguir:

Média < 1,5	→ Valor considerado: 1
1,5 ≥ Média < 2,5	→ Valor considerado: 2
2,5 ≥ Média < 3,5	→ Valor considerado: 3
3,5 ≥ Média < 4,5	→ Valor considerado: 4
4,5 ≥ Média	→ Valor considerado: 5

As Tabelas A-2, A-3, A-4 e A-5 apresentam o resultado das citadas aproximações após o cálculo das médias.

**Tabela A-2 – Resultado dos Pontos de Vista Elementares de Aspectos Estratégicos**

Reforço	Aspectos Estratégicos		
	Oportunidade de Expansão	Imagem Corporativa	Desenvolvimento Tecnológico
P135	5	4	1
P044	3	3	1
P001	5	3	1

**Tabela A-3 – Resultado dos Pontos de Vista Elementares de Aspectos Financeiros**

Reforço	Aspectos Financeiros		
	Regulatório	Rentabilidade	PVI
P135	4		3
P044	2		3
P001	4		4

**Tabela A-4 – Resultado dos Pontos de Vista Elementares de Fatores Externos**

Reforço	Fatores Externos		
	Ambiental	Recursos Humanos	Recursos Materiais
P135	4	5	4
P044	4	5	4
P001	4	5	4

**Tabela A-5 – Resultado dos Pontos de Vista Elementares de Implantação do Empreendimento**

Reforço	Implantação do Empreendimento			
	Projeto	Execução	Patrimonial	Aquisição
P135	4	3	4	4
P044	4	3	4	3
P001	3	3	4	3

Com a obtenção das valorações dos PVE's, esses dados e as taxas de substituição de cada PVF e PVE são incluídos no módulo multicritério do aplicativo APMult .

Após a inserção dos dados, o aplicativo calcula a pontuação de cada reforço e apresentará a classificação dos mesmos, sendo considerado mais bem colocado aquele com a melhor pontuação.

A seguir são apresentados os cálculos realizados internamente pelo aplicativo, para o exemplo apresentado:

A) Cálculo dos Vetores Prioritários por PVE

Inicialmente são calculados os vetores prioritários dos projetos em cada PVE

➤ EENS

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 1,000 & 1,000 \\ 1,000 & 1,000 & 1,000 \\ 1,000 & 1,000 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3} \\ \sqrt[3]{3} \\ \sqrt[3]{3} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,442 \\ 1,442 \\ 1,442 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix} \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}$$

➤ SEV

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 1,000 & 1,000 \\ 1,000 & 1,000 & 1,000 \\ 1,000 & 1,000 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3} \\ \sqrt[3]{3} \\ \sqrt[3]{3} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,442 \\ 1,442 \\ 1,442 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix} \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}$$

Auto vetor    Vetor Prioritário

➤ Oportunidade de Expansão

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 5/3 & 5/5 \\ 3/5 & 1,000 & 3/5 \\ 5/5 & 5/3 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,667} \\ \sqrt[3]{2,200} \\ \sqrt[3]{3,667} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,542 \\ 1,301 \\ 1,542 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,352 \\ 0,297 \\ 0,352 \end{bmatrix} \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}$$

Auto vetor    Vetor Prioritário

➤ Imagem Corporativa

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 4/3 & 4/3 \\ 4/3 & 1,000 & 3/3 \\ 3/4 & 3/3 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,667} \\ \sqrt[3]{2,750} \\ \sqrt[3]{2,750} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,542 \\ 1,401 \\ 1,401 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,355 \\ 0,323 \\ 0,323 \end{bmatrix} \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}$$

Auto vetor    Vetor Prioritário

➤ Desenvolvimento Tecnológico

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 1/1 & 1/1 \\ 1/1 & 1,000 & 1/1 \\ 1/1 & 1/1 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,442 \\ 1,442 \\ 1,442 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix} \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}$$

Auto vetor    Vetor Prioritário

➤ Regulatório

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 4/2 & 4/4 \end{bmatrix} \\
 P001 \begin{bmatrix} 2/4 & 1,000 & 2/4 \end{bmatrix} \\
 P044 \begin{bmatrix} 4/4 & 4/2 & 1,000 \end{bmatrix}
 \end{array}
 \rightarrow
 \begin{bmatrix} \sqrt[3]{4,000} \\ \sqrt[3]{2,000} \\ \sqrt[3]{4,000} \end{bmatrix}
 \rightarrow
 \begin{array}{c}
 \text{Auto vetor} \\
 \begin{bmatrix} 1,587 \\ 1,260 \\ 1,587 \end{bmatrix}
 \end{array}
 \rightarrow
 \begin{array}{c}
 \text{Vetor Prioritário} \\
 \begin{bmatrix} 0,358 \\ 0,284 \\ 0,358 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

➤ Rentabilidade

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 1,000 & 1,000 \end{bmatrix} \\
 P001 \begin{bmatrix} 1,000 & 1,000 & 1,000 \end{bmatrix} \\
 P044 \begin{bmatrix} 1,000 & 1,000 & 1,000 \end{bmatrix}
 \end{array}
 \rightarrow
 \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3} \\ \sqrt[3]{3} \\ \sqrt[3]{3} \end{bmatrix}
 \rightarrow
 \begin{array}{c}
 \text{Auto vetor} \\
 \begin{bmatrix} 1,442 \\ 1,442 \\ 1,442 \end{bmatrix}
 \end{array}
 \rightarrow
 \begin{array}{c}
 \text{Vetor Prioritário} \\
 \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

➤ PVI

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 3/3 & 3/4 \end{bmatrix} \\
 P001 \begin{bmatrix} 3/3 & 1,000 & 3/4 \end{bmatrix} \\
 P044 \begin{bmatrix} 4/3 & 4/3 & 1,000 \end{bmatrix}
 \end{array}
 \rightarrow
 \begin{bmatrix} \sqrt[3]{2,750} \\ \sqrt[3]{2,750} \\ \sqrt[3]{3,667} \end{bmatrix}
 \rightarrow
 \begin{array}{c}
 \text{Auto vetor} \\
 \begin{bmatrix} 1,401 \\ 1,401 \\ 1,542 \end{bmatrix}
 \end{array}
 \rightarrow
 \begin{array}{c}
 \text{Vetor Prioritário} \\
 \begin{bmatrix} 0,323 \\ 0,323 \\ 0,355 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

➤ Ambiental

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 4/4 & 4/4 \end{bmatrix} \\
 P001 \begin{bmatrix} 4/4 & 1,000 & 4/4 \end{bmatrix} \\
 P044 \begin{bmatrix} 4/4 & 4/4 & 1,000 \end{bmatrix}
 \end{array}
 \rightarrow
 \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \end{bmatrix}
 \rightarrow
 \begin{array}{c}
 \text{Auto vetor} \\
 \begin{bmatrix} 1,442 \\ 1,442 \\ 1,442 \end{bmatrix}
 \end{array}
 \rightarrow
 \begin{array}{c}
 \text{Vetor Prioritário} \\
 \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix}
 \end{array}$$



➤ Recursos Humanos

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 5/5 & 5/5 \\ 5/5 & 1,000 & 5/5 \\ 5/5 & 5/5 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,442 \\ 1,442 \\ 1,442 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix} \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}$$

Auto vetor      Vetor Prioritário

➤ Recursos Materiais

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 4/4 & 4/4 \\ 4/4 & 1,000 & 4/4 \\ 4/4 & 4/4 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,442 \\ 1,442 \\ 1,442 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix} \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}$$

Auto vetor      Vetor Prioritário

➤ Projeto

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 4/4 & 4/3 \\ 4/4 & 1,000 & 4/3 \\ 3/4 & 3/4 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,333} \\ \sqrt[3]{3,333} \\ \sqrt[3]{2,500} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,494 \\ 1,494 \\ 1,357 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,344 \\ 0,344 \\ 0,312 \end{bmatrix} \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}$$

Auto vetor      Vetor Prioritário

➤ Execução

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 3/3 & 3/3 \\ 3/3 & 1,000 & 3/3 \\ 3/3 & 3/3 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,442 \\ 1,442 \\ 1,442 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix} \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}$$

Auto vetor      Vetor Prioritário

## ➤ Patrimonial

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 4/4 & 4/4 \\ P001 & 4/4 & 1,000 & 4/4 \\ P044 & 4/4 & 4/4 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \\ \sqrt[3]{3,000} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,442 \\ 1,442 \\ 1,442 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

Auto vetor      Vetor Prioritário

## ➤ Aquisição

$$\begin{array}{c}
 P135 \quad P001 \quad P044 \\
 P135 \begin{bmatrix} 1,000 & 4/3 & 4/3 \\ P001 & 3/4 & 1,000 & 3/3 \\ P044 & 3/4 & 3/3 & 1,000 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \sqrt[3]{3,667} \\ \sqrt[3]{2,750} \\ \sqrt[3]{2,750} \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 1,542 \\ 1,401 \\ 1,401 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} 0,355 \\ 0,323 \\ 0,323 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

Auto vetor      Vetor Prioritário

B) Após calcular o vetor prioritário de cada projeto por PVE, deve-se definir as prioridades dos projetos no nível acima, ou seja, nos PVF's.

A seguir, é demonstrada a definição da prioridade para cada Ponto de Vista Fundamental considerado (vide figura 6-4).

## ➤ Aspectos Probabilísticos

$$\begin{array}{c}
 EENS \quad SEV \\
 P135 \begin{bmatrix} 0,333 & 0,333 \\ P001 & 0,333 & 0,333 \\ P044 & 0,333 & 0,333 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0,624 \\ 0,377 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,333 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

➤ Aspectos Estratégicos

$$\begin{array}{l}
 \text{Exp. Imagem Tec.} \\
 P135 \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}
 \begin{bmatrix}
 0,352 & 0,355 & 0,333 \\
 0,297 & 0,323 & 0,333 \\
 0,352 & 0,323 & 0,333
 \end{bmatrix}
 \cdot
 \begin{bmatrix}
 0,638 \\
 0,182 \\
 0,182
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 0,350 \\
 0,309 \\
 0,344
 \end{bmatrix}$$

➤ Aspectos Financeiros

$$\begin{array}{l}
 \text{Re g. Rent. PVI} \\
 P135 \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}
 \begin{bmatrix}
 0,358 & 0,333 & 0,323 \\
 0,284 & 0,333 & 0,323 \\
 0,358 & 0,333 & 0,355
 \end{bmatrix}
 \cdot
 \begin{bmatrix}
 0,243 \\
 0,399 \\
 0,359
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 0,335 \\
 0,318 \\
 0,347
 \end{bmatrix}$$

➤ Aspectos Fatores Externos

$$\begin{array}{l}
 \text{Amb. R.H. R.Mat.} \\
 P135 \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}
 \begin{bmatrix}
 0,333 & 0,333 & 0,333 \\
 0,333 & 0,333 & 0,333 \\
 0,333 & 0,333 & 0,333
 \end{bmatrix}
 \cdot
 \begin{bmatrix}
 0,692 \\
 0,128 \\
 0,180
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 0,333 \\
 0,333 \\
 0,333
 \end{bmatrix}$$

➤ Aspectos implantação

$$\begin{array}{l}
 \text{Proj. Exec. Patr. Aquis.} \\
 P135 \\
 P001 \\
 P044
 \end{array}
 \begin{bmatrix}
 0,344 & 0,333 & 0,333 & 0,355 \\
 0,344 & 0,333 & 0,333 & 0,323 \\
 0,312 & 0,333 & 0,333 & 0,323
 \end{bmatrix}
 \cdot
 \begin{bmatrix}
 0,216 \\
 0,423 \\
 0,136 \\
 0,225
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 0,340 \\
 0,333 \\
 0,326
 \end{bmatrix}$$

