

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**USO DE ÁRVORE DE DECISÃO PARA AVALIAÇÃO DA  
SEGURANÇA ESTÁTICA EM TEMPO REAL DE SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.**

**BENEDITO DAS GRAÇAS DUARTE RODRIGUES**

DM: 29/2014

UFPA/ITEC/PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2014

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**BENEDITO DAS GRAÇAS DUARTE RODRIGUES**

**USO DE ÁRVORE DE DECISÃO PARA AVALIAÇÃO DA  
SEGURANÇA ESTÁTICA EM TEMPO REAL DE SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.**

DM: 29/2014

UFPA/ITEC/PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2014

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**USO DE ÁRVORE DE DECISÃO PARA AVALIAÇÃO DA  
SEGURANÇA ESTÁTICA EM TEMPO REAL DE SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.**

**BENEDITO DAS GRAÇAS DUARTE RODRIGUES**

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA/ITEC/PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2014

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFPA

---

Rodrigues, Benedito das Gracas Duarte, 1960-  
Uso de árvore de decisão para avaliação da segurança  
estática em tempo real de sistemas elétricos de  
potência. / Benedito das Gracas Duarte Rodrigues. -  
2014.

Orientador: Ubiratan Holanda Bezerra;  
Coorientador: João Paulo Abreu Vieira.  
Dissertação (Mestrado) - Universidade  
Federal do Pará, Instituto de Tecnologia,  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica, Belém, 2014.

1. sistemas de energia elétrica - medidas de  
segurança. 2. Mineração de dados (computação).  
3. Sistemas de energia elétrica - testes. I.  
Título.

CDD 22. ed. 621.3191

---

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“USO DE ÁRVORES DE DECISÃO PARA A AVLIAÇÃO DA SEGURANÇA  
ESTÁTICA EM TEMPO REAL DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA”**

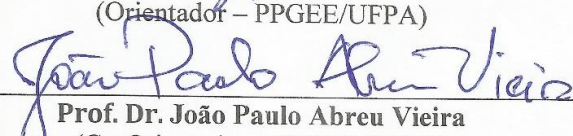
**AUTOR: BENEDITO DAS GRAÇAS DUARTE RODRIGUES**


DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO  
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO  
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

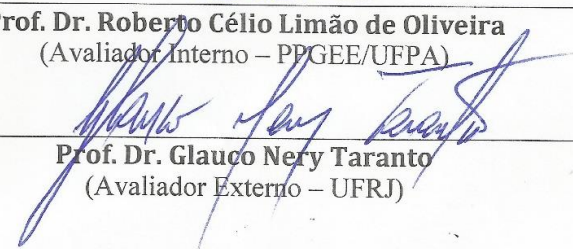
APROVADA EM: 12/09/2014

**BANCA EXAMINADORA:**

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra**  
(Orientador – PPGEE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira**  
(Co-Orientador – PPGEE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Roberto Célio Limão de Oliveira**  
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Glaucio Nery Taranto**  
(Avaliador Externo – UFRJ)

**VISTO:**

\_\_\_\_\_  
**Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes**  
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

## **Dedicatória**

A minha esposa Ana Karina, meus filhos  
Vitória, Valentina e Gustavo, pelo amor que  
nos une nesta jornada de evolução Espiritual.

## **Agradecimentos**

A Deus pelas experiências da vida, e à minha família pelo Amor, pela compreensão nos momentos de ausência e pelo incentivo durante a realização deste trabalho.

Aos Professores do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, pelos ensinamentos transmitidos durante o Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica, que muito contribuiu para o meu aperfeiçoamento profissional, em especial aos Professores Ubiratan Holanda Bezerra e João Paulo de Abreu Vieira, pela orientação que resultou neste trabalho.

Aos Amigos da equipe de pesquisa do Laboratório de Modelagem e Simulação de Sistemas Elétricos do CEAMAZON, Dione, Douglas, Dieigo, Bernard, Felipe, pela amizade e inestimável contribuição que tornou possível a concretização deste trabalho.

## Epigrafe

“Embora ninguém possa voltar atrás e fazer  
um novo começo, qualquer um pode  
começar agora a fazer um novo fim.”

**Chico Xavier**



## Sumário

<b>Dedicatória.</b> . . . . .	ix
<b>Agradecimentos.</b> . . . . .	xi
<b>Epigrafe.</b> . . . . .	xiii
<b>Sumário.</b> . . . . .	xv
<b>Lista de Figuras.</b> . . . . .	xvii
<b>Lista de Tabelas.</b> . . . . .	xix
<b>Lista de Siglas.</b> . . . . .	xxi
<b>Resumo.</b> . . . . .	xxiii
<b>Abstract.</b> . . . . .	xxiv
<b>Capítulo 1: Introdução.</b> . . . . .	01
1.1. Considerações Gerais. . . . .	01
1.2. Panorama atual da avaliação da segurança estática em tempo real. . . . .	02
1.3. Diferencial da metodologia proposta. . . . .	03
1.4. Contribuição da Dissertação. . . . .	05
1.5. Revisão da bibliografia. . . . .	05
1.6. Estruturação dos capítulos da Dissertação. . . . .	07
1.7. Publicação realizada. . . . .	08
<b>Capítulo 2: Aspectos da Segurança em sistemas elétricos de potência.</b> . . . . .	09
2.1. O problema da segurança. . . . .	09
2.2. Estados de Operação dos Sistemas de Potência. . . . .	10
2.3. A segurança estática em sistemas elétricos de potência. . . . .	15
2.4. Avaliação da segurança em tempo real. . . . .	15
2.5. Formulação matemática para avaliação da segurança estática. . . . .	18
2.5.1. O problema do fluxo de carga. . . . .	18
2.5.2. Controle de tensão nos sistema elétrico de potência. . . . .	35
2.5.3. Avaliação de margens de segurança estática. . . . .	40
2.5.4. Cálculo das margens de segurança estática. . . . .	43
<b>Capítulo 3: Técnicas de mineração de dados e descoberta de conhecimento.</b> . . . . .	46
3.1. Introdução. . . . .	46
3.2. Mineração de Dados e Descoberta de Conhecimento. . . . .	46
3.2.1. Tarefas de Mineração de Dados. . . . .	47
3.2.2. Árvore de decisão. . . . .	48

<b>Capítulo 4:</b> Projeto do sistema baseado em árvore de decisão para avaliação da segurança estática. . . . .	55
4.1. Considerações sobre a metodologia. . . . .	55
4.2. Modelo para indução das Árvores de Decisão. . . . .	57
4.2.1. Seleção de Contingências. . . . .	58
4.2.2. Escolha dos pontos de operação do sistema. . . . .	58
4.2.3. Execução do fluxo de carga. . . . .	59
4.2.4. Rotulação da base de dados. . . . .	59
4.2.5. Definição dos atributos para a base de dados. . . . .	60
4.2.6. Indução das árvores de decisão (Treinamento e teste). . . . .	60
<b>Capítulo 5:</b> Estudo de Caso. . . . .	65
5.1. O sistema elétrico do Amapá. . . . .	65
5.2. O controle de tensão no sistema elétrico do Amapá. . . . .	67
5.3. Considerações sobre o controle de tensão no sistema Amapá. . . . .	69
5.4. Avaliação dos resultados para os cenários de carga leve e pesada. . . . .	70
5.4.1. Resultados das simulações para o cenário de carga leve (CL). . . . .	70
5.4.2. Resultados das simulações para o cenário de carga pesada (CP). . . . .	85
<b>Capítulo 6:</b> Conclusões. . . . .	97
6.1. Considerações finais. . . . .	97
6.2. Sugestões para trabalhos futuros. . . . .	98
<b>Referências Bibliográficas.</b> . . . . .	99
<b>Anexo A</b> – Regras das árvores de decisão. . . . .	102
<b>Anexo B</b> – Tensão nas barras após ação de controle. . . . .	121

## Lista de Figuras

<b>Figura 2.1</b> – Estados de operação de um Sistema Elétrico de Potência. . . . .	12
<b>Figura 2.2</b> – Principais funções de supervisão e controle em tempo real. . . . .	16
<b>Figura 2.3</b> – Modelo equivalente $\pi$ de uma linha de transmissão. . . . .	19
<b>Figura 2.4</b> – Modelo equivalente $\pi$ de um transformador. . . . .	20
<b>Figura 2.5</b> – Modelo de um compensador shunt capacitivo. . . . .	21
<b>Figura 2.6</b> – Modelo de gerador e carga. . . . .	21
<b>Figura 2.7</b> – Fluxo de carga em uma barra $i$ genérica. . . . .	22
<b>Figura 2.8</b> – Duas barras ligadas por uma linha de transmissão (Modelo $\pi$ ). . . . .	23
<b>Figura 2.9</b> – Dependência do valor inicial no método de Newton-Raphson. . . . .	28
<b>Figura 2.10</b> – Representação de um transformador controlador. . . . .	36
<b>Figura 2.11</b> – Diagrama de blocos de ajuste de <i>taps</i> em fase. . . . .	36
<b>Figura 2.12</b> – Controle de tensão em barras PQ. . . . .	37
<b>Figura 2.13</b> – Controle remoto de tensão em barra PQ. . . . .	39
<b>Figura 2.14</b> – Limites aproximados de geração de potências ativa e reativa. . . . .	42
<b>Figura 2.15</b> – Curva de capacidade de um gerador síncrono. . . . .	42
<b>Figura 3.1</b> – Processo de KDD. . . . .	47
<b>Figura 3.2</b> – Exemplo de uma árvore de decisão. . . . .	49
<b>Figura 3.3</b> – Indução de árvore de decisão por profundidade. . . . .	51
<b>Figura 3.4</b> – Indução de árvore de decisão por largura. . . . .	51
<b>Figura 4.1</b> – Modelo de avaliação da segurança estática <i>on-line</i> usando DT. . . . .	56
<b>Figura 4.2</b> – Fluxograma de geração do código da árvore de decisão. . . . .	57
<b>Figura 4.3</b> – Processo de indução de árvore de decisão no <i>RapidMiner</i> . . . . .	61
<b>Figura 4.4</b> – Subprocesso <i>Validation</i> com etapas <i>Training</i> e <i>Testing</i> . . . . .	62
<b>Figura 4.5</b> – Método <i>HoldOut</i> . . . . .	62
<b>Figura 4.6</b> – Partição da base de dados no <i>RapidMiner</i> . . . . .	63
<b>Figura 5.1</b> – Diagrama unifilar do Sistema Elétrico do Amapá. . . . .	65
<b>Figura 5.2</b> – DT01: Topologia completa ( $N$ ) – CL. . . . .	72
<b>Figura 5.3</b> – DT02: Contingência de Linha - Trecho_441-641/C1 - CL. . . . .	75
<b>Figura 5.4</b> – DT03: Contingência de Linha - Trecho_151-451/C1 – CL. . . . .	78
<b>Figura 5.5</b> – DT04: Contingência de Transformador - Trecho_523-542/C1 – CL. . . . .	81
<b>Figura 5.6</b> – DT05: Contingência de Transformador - Trecho_722-741/C1 – CL. . . . .	83
<b>Figura 5.7</b> – DT06: Topologia completa ( $N$ ) – CP. . . . .	86

<b>Figura 5.8</b> – DT07: Contingência de Linha - Trecho_441-641/C1 – CP.....	89
<b>Figura 5.9</b> – DT08: Contingência de Linha – Trecho_151-451/C1 – CP.....	90
<b>Figura 5.10</b> – DT09: Contingência de Transformador - Trecho_523-542/C1 – CP.....	92
<b>Figura 5.11</b> – DT10: Contingência de Transformador - Trecho_722-741/C1 – CP.....	94

## Lista de Tabelas

<b>Tabela 2.1</b> – Descrição dos estados de operação de um Sistema Elétrico de Potência. . .	13
<b>Tabela 2.2</b> – Descrição das transições entre os estados de operação. . . . .	14
<b>Tabela 2.3</b> – Variáveis especificadas para cada tipo de barra. . . . .	26
<b>Tabela 4.1</b> – Atributos para classificação do estado do sistema. . . . .	60
<b>Tabela 4.2</b> – Tipos de atributos adotados. . . . .	60
<b>Tabela 4.3</b> – Matriz de Confusão. . . . .	63
<b>Tabela 5.1</b> – Dados de potências das Unidades Geradoras. . . . .	66
<b>Tabela 5.2</b> – Carga por subestação dos cenários de carga pesada e leve. . . . .	67
<b>Tabela 5.3</b> – Recursos de controle de tensão sistema elétrico do Amapá. . . . .	68
<b>Tabela 5.4</b> – Matriz de Confusão: Todas as Contingências-CL. . . . .	71
<b>Tabela 5.5</b> – Casos analisados para os Cenários de carga leve e carga pesada. . . . .	71
<b>Tabela 5.6</b> – Matriz de Confusão: Topologia Completa (N)-CL. . . . .	73
<b>Tabela 5.7</b> – Resultado da regra da DT01: Topologia Completa (N)-CL. . . . .	74
<b>Tabela 5.8</b> – Margens de segurança de tensão: Topologia Completa (N)-CL. . . . .	74
<b>Tabela 5.9</b> – Matriz de Confusão: Linha-Trecho_441-641/C1-CL. . . . .	75
<b>Tabela 5.10</b> – Resultado da regra da DT02: Linha-Trecho_441-641/C1-CL. . . . .	77
<b>Tabela 5.11</b> – Matriz de Confusão: Linha-Trecho_151-451/C1-CL. . . . .	79
<b>Tabela 5.12</b> – Resultado da regra da DT03: Linha-Trecho_151-451/C1-CL. . . . .	80
<b>Tabela 5.13</b> – Margens de segurança de tensão: Linha-Trecho_151-451/C1-CL. . . . .	80
<b>Tabela 5.14</b> – Matriz de Confusão: Transformador-Trecho_523-542/C1-CL. . . . .	81
<b>Tabela 5.15</b> – Resultado da regra da DT04: Transformador-Trecho_523-542/C1-CL. . . . .	82
<b>Tabela 5.16</b> – Matriz de Confusão: Transformador-Trecho_722-741/C1-CL. . . . .	83
<b>Tabela 5.17</b> – Resultado da regra da DT05: Transformador-Trecho_722-741/C1-CL. . . . .	84
<b>Tabela 5.18</b> – Matriz de Confusão: Todas as Contingências-CP. . . . .	85
<b>Tabela 5.19</b> – Matriz de Confusão: Topologia completa (N)-CP. . . . .	86
<b>Tabela 5.20</b> – Resultado da regra da DT06: Topologia Completa (N)-CP. . . . .	87
<b>Tabela 5.21</b> – Margens de segurança de tensão: Topologia Completa (N)-CP. . . . .	88
<b>Tabela 5.22</b> – Matriz de Confusão: Linha-Trecho_441-641/C1-CP. . . . .	89
<b>Tabela 5.23</b> – Resultado da regra da DT07: Linha-Trecho_441-641/C1-CP. . . . .	90
<b>Tabela 5.24</b> – Margens de segurança de tensão: Linha-Trecho_441-641/C1-CP. . . . .	90
<b>Tabela 5.25</b> – Matriz de Confusão: Linha-Trecho_151-451/C1-CP. . . . .	91
<b>Tabela 5.26</b> – Resultado da regra da DT08: Linha-Trecho_151-451/C1-CP. . . . .	91

<b>Tabela 5.27</b> – Margem de segurança de tensão: Linha-Trecho_151-451/C1-CP. . . . .	92
<b>Tabela 5.28</b> – Matriz de Confusão: Transformador-Trecho_523-542/C1-CP. . . . .	93
<b>Tabela 5.29</b> – Resultado da regra da DT09: Transformador-Trecho_523-542/C1-CP. . .	93
<b>Tabela 5.30</b> – Margem de segurança de tensão: Transformador-Trecho_523-542/C1-CP. 94	
<b>Tabela 5.31</b> – Matriz de Confusão: Transformador-Trecho_722-741/C1-CP. . . . .	95
<b>Tabela 5.32</b> – Resultado da regra da DT10: Transformador-Trecho_722-741/C1-CP. . .	95
<b>Tabela 5.33</b> – Margem de segurança de tensão: Transformador-Trecho_722-741/C1-CP. 96	

## Lista de Siglas

<b>BC</b>	Banco de Capacitor
<b>BD</b>	Base de Dados
<b>CEPEL</b>	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
<b>CL</b>	Cenário de Carga Leve
<b>CP</b>	Cenário de Carga Pesada
<b>CSV</b>	Comma-Separated Values
<b>DSA</b>	Dynamic Security Assessment
<b>DT</b>	Decision Tree
<b>EAT</b>	Extra Alta Tensão
<b>EMS</b>	Energy Management System
<b>LTC</b>	Load Tap Changer
<b>PMU</b>	Phasor Measurement Unit
<b>RAT</b>	Regulador Automático de Tensão
<b>RNA</b>	Rede Neural Artificial
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition
<b>SEAY</b>	Subestação Amapá
<b>SECL</b>	Subestação Calçoene
<b>SECY</b>	Subestação Serra do Navio
<b>SEMD</b>	Subestação Macapá II
<b>SEPU</b>	Subestação Portuária
<b>SESI</b>	Subestação Santa Rita
<b>SESQ</b>	Subestação Equatorial
<b>SEST</b>	Subestação de Santana
<b>SETT</b>	Subestação Tartarugalzinho
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>SSA</b>	Static Security Assessment
<b>SSC</b>	Sistema de Supervisão e Controle
<b>UAT</b>	Ultra Alta Tensão
<b>UHE</b>	Usina Hidrelétrica
<b>UHCN</b>	Usina Hidrelétrica Coaracy Nunes
<b>UTE</b>	Usina Termelétrica
<b>UTSA</b>	Usina Térmica de Santana

## Resumo

As técnicas utilizadas para avaliação da segurança estática em sistemas elétricos de potência dependem da execução de grande número de casos de fluxo de carga para diversas topologias e condições operacionais do sistema. Em ambientes de operação de tempo real, esta prática é de difícil realização, principalmente em sistemas de grande porte onde a execução de todos os casos de fluxo de carga que são necessários, exige elevado tempo e esforço computacional mesmo para os recursos atuais disponíveis. Técnicas de mineração de dados como árvore de decisão estão sendo utilizadas nos últimos anos e tem alcançado bons resultados nas aplicações de avaliação da segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência.

Este trabalho apresenta uma metodologia para avaliação da segurança estática em tempo real de sistemas elétricos de potência utilizando árvore de decisão, onde a partir de simulações *off-line* de fluxo de carga, executadas via software Anarede (CEPEL), foi gerada uma extensa base de dados rotulada relacionada ao estado do sistema, para diversas condições operacionais. Esta base de dados foi utilizada para indução das árvores de decisão, fornecendo um modelo de predição rápida e precisa que classifica o estado do sistema (*seguro* ou *inseguro*) para aplicação em tempo real. Esta metodologia reduz o uso de computadores no ambiente *on-line*, uma vez que o processamento das árvores de decisão exigem apenas a verificação de algumas instruções lógicas do tipo *if-then*, de um número reduzido de testes numéricos nos nós binários para definição do valor do atributo que satisfaz as regras, pois estes testes são realizados em quantidade igual ao número de níveis hierárquicos da árvore de decisão, o que normalmente é reduzido. Com este processamento computacional simples, a tarefa de avaliação da segurança estática poderá ser executada em uma fração do tempo necessário para a realização pelos métodos tradicionais mais rápidos.

Para validação da metodologia, foi realizado um estudo de caso baseado em um sistema elétrico real, onde para cada contingência classificada como *inseguro*, uma ação de controle corretivo é executada, a partir da informação da árvore de decisão sobre o atributo crítico que mais afeta a segurança. Os resultados mostraram ser a metodologia uma importante ferramenta para avaliação da segurança estática em tempo real para uso em um centro de operação do sistema.

**PALAVRAS-CHAVES:** Avaliação da segurança estática, Mineração de Dados, Árvore de decisão, Sistemas Elétricos de Potência.



## Abstract

The techniques used to Static Security Assessment in power systems depend on the implementation of a large number of cases of load flow for various topologies and system operating conditions. In real-time operation environments, this practice is difficult to implement, especially in large systems where the execution of all cases of load flow needed, requires high time and computational effort even for the current resources available. Data Mining techniques such as decision tree have been used in recent years and have achieved good results in the applications of static and dynamic security assessment of electrical power systems.

This work presents a methodology for static security assessment in real-time of electrical power systems using the decision tree, where off-line load flow simulations, performed by software ANAREDE (CEPEL), has been generated an extensive labeled database related to the state of the system for various operating conditions. This database was used for induction of decision trees, providing a model for fast and accurate prediction that classifies the state of the system (secure or insecure) for real time application. This methodology reduces the use of computers in the on-line environment, since the processing of the decision tree requires only checking some if-then logical instructions of a limited number of numerical tests in the binary nodes for the attribute value definition that satisfies the rules, because these tests are performed in a same number of hierarchical levels of the decision tree, which is usually reduced. With this simple computational processing, the task of the static security evaluating will be able to be performed in a fraction of the time required to perform by faster traditional methods.

To validate the methodology, a case study based on a real power system was performed, where for every contingency classified as insecure a corrective control action was executed from the decision tree information on the critical attribute that affects the security. The results showed the methodology is an important tool for static security assessment in real time for use in a center's operation system.

**KEYWORDS:** Static Security Assessment, Data Mining, Decision Tree, Electrical Power Systems.

# Capítulo 1 – Introdução

## 1.1. Considerações Gerais

A crescente demanda por energia elétrica no mundo, tem tornado os sistemas de geração, transmissão e distribuição cada vez mais complexos, do ponto de vista operacional. A carência de recursos para investimento em novas instalações e equipamentos, aliada a busca incessante pela redução dos custos para enfrentar um mercado cada vez mais competitivo, exigem que os sistemas elétricos de potência operem próximo de seus limites operacionais e com margens de segurança cada vez menores. Para garantir o atendimento de energia elétrica aos seus consumidores com qualidade e confiabilidade, as empresas concessionárias que operam estes sistemas, enfrentam grandes desafios para alcançar tal objetivo. A qualidade do atendimento está diretamente relacionada aos requisitos de conformidade do produto, tais como a tensão e a frequência que devem ser mantidas em níveis, que não tenham seus limites máximos e mínimos violados e permaneçam dentro de uma faixa de variação pré-definida pelos procedimentos de operação da rede elétrica. Além disso, o fornecimento da energia não pode sofrer interrupções (desligamentos), isto é, o sistema deve possuir robustez suficiente para suportar contingências como curto-circuito, perda de unidades geradoras, desligamento de linhas de transmissão, etc, sem que ocorram desligamentos de cargas e violações de seus limites, porém, caso isso aconteça, os sistemas devem ser suficientemente flexíveis para garantir o restabelecimento do fornecimento no menor intervalo de tempo possível.

Diante deste cenário, para garantir uma melhor qualidade no fornecimento aos clientes, as empresas concessionárias executam periodicamente nos seus centros de operação várias funções de supervisão e controle em tempo real, que visam tornar o sistema elétrico de potência mais robusto e seguro. Entre estas funções executadas pelos centros de operação, podemos destacar: *o controle automático da geração, a estimação de estado, a análise topológica e a análise de segurança*. A função de análise de segurança é uma das principais aplicações de análise de rede em tempo real, concebida para ajudar os operadores na determinação do comportamento do sistema em condições de contingência [01], constituindo-se uma importante ferramenta para avaliação da segurança estática (*SSA – Static Security Assessment*) e avaliação da segurança dinâmica (*DSA – Dynamic Security Assessment*) em operação normal e em situações de emergência.

Neste trabalho será realizada uma abordagem da função de análise para avaliação da segurança estática com o objetivo de prevenir contingências críticas que podem levar o sistema ao estado *inseguro* afetando, dessa forma, a qualidade da energia elétrica.

## **1.2. Panorama atual da avaliação da segurança estática em tempo real**

Tradicionalmente, as técnicas utilizadas para realização da avaliação de segurança estática (*SSA*) estão baseadas na execução de um grande número de casos de fluxo de carga, onde são simuladas todas as possíveis contingências para as diversas condições de carga do sistema. O cálculo de fluxo de carga determina o estado de operação em regime permanente do sistema elétrico, e mostra as magnitudes e os ângulos das tensões de fase em todas as barras, bem como os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas, potência ativa e reativa dos geradores, perdas de potência ativa e reativa, entre outras. Esta situação, na prática, é bastante complexa de ser executada, pois para sistemas de grande porte é muito difícil resolver todos os casos de fluxo de carga em um curto intervalo de tempo suficiente para que a operação em tempo real do centro de controle tome as medidas preventivas necessárias, pois o esforço computacional exigido é muito grande, mesmo para os recursos computacionais atuais disponíveis.

O desenvolvimento de uma ferramenta de avaliação de segurança estática (*SSA*) que permita a sua utilização em tempo real ainda permanece como um grande desafio para os engenheiros que atuam na área de engenharia de sistemas elétricos de potência, porém, nos últimos anos, o aperfeiçoamento das técnicas tradicionais baseadas em simulações de fluxo de carga, tem evoluído para aplicações em ambiente computacionais conhecidos como processamento paralelo. Como exemplo, podemos citar o trabalho recente [02], onde é utilizado um método que permite reduzir o sistema elétrico em estudo a um subsistema, para cada contingência, por meio de análise de sensibilidade. Este método avalia quais são as barras do sistema que estarão sujeitas a variação de tensão para cada contingência. Estas barras constituem o subsistema a ser analisado e as demais são consideradas como barras de tensões constantes (módulo e ângulo) obtidas do caso base. Este método permite avaliar as violações dos limites de tensão, e fluxos nas linhas de transmissão, e tem a vantagem de reduzir drasticamente os cálculos de fluxo de carga, conseqüentemente exigindo menor esforço dos recursos computacionais.

Por outro lado, técnicas alternativas de inteligência computacional foram desenvolvidas e aplicadas com sucesso nas diversas áreas da engenharia, onde, na área de sistemas elétricos

de potência, foram utilizados os sistemas especialistas e sistemas baseados no conhecimento para realizar funções avançadas de análise nos centros de operação e controle, tanto em ambiente *on-line* como em modo *off-line*.

Técnicas de mineração de dados foram utilizadas para este fim como as Redes Neurais Artificiais (RNA's) [03], [04], e nas últimas décadas a Árvore de Decisão (*Decision Tree - DT*), tem alcançado bons resultados na área de reconhecimento de padrões, tarefas preditivas de classificação nas aplicações de avaliação da segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência [05], [06].

### **1.3. Diferencial da metodologia proposta**

A segurança estática de um sistema elétrico se relaciona a um determinado ponto de equilíbrio da rede, para o qual são avaliados os níveis de tensão e carregamento. Frequentemente, a ferramenta mais utilizada para a análise da segurança estática é constituída por algoritmos para solução de fluxo de carga; ou seja, para um dado ponto de operação, o sistema é considerado estaticamente *seguro*, se os níveis de tensão em todas as barras do sistema estão dentro de uma faixa predeterminada e, se os fluxos de potência nos principais elementos da rede estão respeitando os seus limites térmicos. Os efeitos das contingências que poderão ocorrer, devem ser levados em consideração de forma que os critérios de segurança de regime permanente sejam respeitados, mesmo que alguns dos elementos do sistema estejam fora de operação.

A monitoração da segurança é realizada a partir dos dados adquiridos por meio do sistema *SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)*, e consiste em confirmar se os limites operacionais dos principais componentes do sistema elétrico estão sendo violados ou não. Se nenhum dos limites é violado, e a carga está sendo suprida na sua totalidade, o ponto de operação é caracterizado como normal; desta maneira interessa também conhecer, as margens de segurança que este estado de operação apresenta, com relação às principais variáveis operacionais como: módulos das tensões nas barras, carregamentos das linhas de transmissão, *tapes* dos transformadores, reservas de geração de potências ativa e reativa, reservas de potência reativa em elementos da rede como banco de capacitores, reatores e compensadores síncronos, etc. Dessa maneira, o conhecimento das margens de segurança, permitirá avaliar com maior precisão a capacidade do sistema elétrico de suportar as possíveis

contingências futuras e continuar operando em estado normal seguro, isto é, sem que ocorram violações dos seus limites operacionais.

A utilização das técnicas de mineração de dados, tal como a árvore de decisão, apresenta-se como uma alternativa adequada para avaliação da segurança operacional de sistemas de potência em tempo real. Esta técnica pode aproveitar as simulações *off-line* para gerar uma base de dados rotulada relacionada aos aspectos da segurança, considerando um conjunto de condições operacionais predeterminadas para identificar os atributos próprios do sistema e fornecer um modelo de predição rápido e com bastante precisão para aplicações em tempo real utilizando as medições disponíveis no sistema elétrico, adquiridas via o sistema SCADA. A técnica da árvore de decisão é uma ferramenta de mineração de dados (*Data Mining*) supervisionada para solucionar problemas de classificação em uma grande massa de dados. O banco de dados criado é constituído pelas diferentes contingências que são representadas por um vetor de variáveis juntamente com um objetivo, e assim, a árvore de decisão é projetada para classificar este objetivo, como *seguro* ou *inseguro*.

No presente trabalho é apresentada uma proposta de aplicação de uma metodologia baseada em árvore de decisão para avaliação em tempo real da segurança estática de sistemas elétricos de potência, resultado de estudos realizados a partir da aplicação em um sistema real, que é o sistema elétrico do Amapá (isolado), e que poderá se constituir em uma importante ferramenta computacional de suporte na tomada de decisão em tempo real, que possibilitará aos operadores e as equipes de engenharia local, adotarem as medidas de prevenção necessárias para as contingências que podem levar o sistema a uma condição *insegura*. Esta metodologia, como ferramenta de apoio, constitui-se uma abordagem inovadora na operação dos sistemas elétricos, com grande potencial de inserção como procedimento operacional, pois torna a utilização de computadores no ambiente *on-line* bastante reduzido, uma vez que o processamento das árvores de decisão requer apenas a verificação de algumas instruções lógicas do tipo *if-then*, de um número reduzido de testes numéricos nos nós binários para definição do valor do atributo que satisfaz a regra, pois estes testes são realizados em quantidade igual ao número de níveis hierárquicos da árvore de decisão, o que normalmente é bastante reduzido. Com este processamento computacional simples, a tarefa de avaliação de segurança estática poderá ser executada em uma fração do tempo necessário para a realização pelos métodos tradicionais mais rápidos.

#### 1.4. Contribuição da Dissertação

Este trabalho tem como objetivo contribuir com o desenvolvimento da aplicação de uma técnica de mineração de dados, conhecida como árvore de decisão para uso como ferramenta na avaliação da segurança estática de sistemas elétricos de potência, em centros de operação.

Atualmente, existe na literatura um vasto material sobre as técnicas de avaliação da segurança estática e dinâmica de sistemas de potência utilizando as redes neurais artificiais, porém, as aplicações até o momento da árvore de decisão mostram apenas alguns estudos realizados sobre o potencial da técnica [05], [07], [08], sem que existam casos de aplicação prática mesmo como ferramenta auxiliar as técnicas convencionais. Uma metodologia que adote a técnica de árvore de decisão como uma ferramenta de uso *on-line* de suporte à tomada de decisão nos centros de operação, é inédito na literatura.

#### 1.5. Revisão da bibliografia

Na pesquisa bibliográfica realizada, resumem-se aqui as principais contribuições sobre os estudos da técnica das árvores de decisão, mostrando o potencial de sua aplicação em ambientes de operação *on-line* dos sistemas elétricos de potência.

Em 1993 Wehenkel, L. e Pavella, M. [09] apresentam a metodologia da árvore de decisão como proposta para solução de problemas de segurança de tensão e estabilidade transitória, mostrando aspectos importantes como a capacidade de descobrir mecanismos intrínsecos que regem processos físicos, fornecendo clara descrição em termos de parâmetros tratáveis do sistema. Uma característica importante, citada das árvores de decisão, é que as mesmas são muito robustas para identificar corretamente o problema que se deseja resolver desde que o conjunto de aprendizagem (base de dados) usado seja suficientemente grande. Os autores mostram que a técnica de árvore de decisão é viável e tem grande potencial para aplicação na segurança de sistemas de energia.

No ano de 1994, Hatziargyriou, et. all. [05], publicaram um artigo sobre a aplicação de um método de inferência indutiva para avaliação de segurança estática, onde para cada contingência, regras de decisão na forma de árvore de decisão foram construídas a partir de um conjunto de aprendizagem pré-classificado constituído de pontos de operação do sistema. O conjunto de aprendizagem baseado em um grande número de simulações numéricas fornece informações sobre o estado do sistema de potência após a contingência. As folhas da árvore de decisão mostram se o estado do sistema foi classificado como seguro ou inseguro, de acordo

com os valores testados de cada atributo. Estes atributos são variáveis controláveis do sistema. Desta maneira, para cada contingência uma árvore de decisão é gerada para dar informações sobre o estado do sistema.

Em 2005, Swarup, K. S. et. all. [08], propõem o uso das árvores de decisão para classificar os estados de operação dos sistemas de potência como *seguro* e *inseguro* utilizando para este fim fluxos de potência ativa (MW) e as tensões nas barras e o nível de severidade das violações. O trabalho sugere o uso da árvore de decisão, por ser uma poderosa ferramenta de recuperação de informação de uma base de dados diversificados, além de que a árvore de decisão apresenta eficácia, flexibilidade e robustez tornando-a adequado para a classificação e identificação dos estados de operação de um sistema elétrico de potência.

Em 2009, Li, Z., et. all. [07] apresentam um algoritmo de mineração de dados para avaliação da segurança do sistema de energia, utilizando para isso um banco de dados de conhecimento de possíveis contingências para construir as árvores de decisão. Neste trabalho, também, são usados os *PMU's (Phasor Measurement Unit)* para melhorar o desempenho da árvore de decisão, pois a diferença de ângulo de tensão de fase obtido via *PMU* é útil na melhoria da precisão de identificação da árvore.

Ainda em 2009, Saeh, I. S at. all. [10], fazem uma abordagem dos trabalhos em curso de aplicação de máquina de aprendizagem para avaliação de segurança estática de sistemas de potência. Nesse trabalho são apresentados os resultados comparativos de vários tipos de árvore de decisão para avaliação de segurança estática em diversos pontos de operação, onde os resultados da aplicação da técnica das árvores de decisão mostram a precisão, o tempo de computação e o erro médio quadrático. Os resultados obtidos indicam que o método das árvores de decisão é comparável em precisão e tempo computacional ao método de fluxo de carga de Newton-Raphson.

Em 2012, Gaia, D. S. at. all. [06], apresentam uma metodologia para avaliação da segurança dinâmica (DSA) em tempo real, com foco na estabilidade transitória, utilizando árvore de decisão. A metodologia proposta utiliza uma nova abordagem de geração da base de dados, considerando todas as contingências em operação *N-1* e aplicação de curto-circuito nos trechos da rede elétrica, para fins de rotulação da base de dados via cálculo do desempenho dinâmico. Os resultados obtidos mostraram que a metodologia possui grande potencial como ferramenta de DSA em tempo real, com elevada precisão de classificação.

Em 2013, Oliveira, W. D. et al. [11], apresentam um trabalho que compara a árvore de decisão C4.5 com as Redes Neurais MLP, aplicadas na avaliação da segurança dinâmica (DSA). Os algoritmos fornecem a solução em tempo real do problema DSA, Os resultados obtidos mostraram que a DT tem vantagem com relação a RNA, pois, a simplicidade das regras e a forma intuitiva em que são apresentadas, e o bom desempenho de classificação, tornam as DT's uma boa opção de ferramenta para DSA, ao controle preventivo para a estabilidade transitória.

## **1.6. Estruturação dos capítulos da Dissertação.**

O desenvolvimento desta dissertação está estruturado em seis capítulos, distribuídos da seguinte forma:

No capítulo 1 é feita uma introdução com uma breve apresentação da importância que tem atualmente para as concessionárias de energia a função de avaliação da segurança dos sistemas elétricos de potência, mostrando como está o panorama atual da avaliação da segurança estática on-line, abordando as principais práticas usadas nos centros de operação dos sistemas.

No capítulo 2 são apresentados os aspectos de segurança dos sistemas elétricos de potência, com ênfase aos conceitos relacionados ao problema de segurança, bem como aos estados operacionais e suas transições que podem ocorrer durante a operação normal. A avaliação da segurança em tempo real (*on-line*) é apresentada, e como ela se insere entre as principais funções de supervisão e controle dos centros de operação. É também abordada neste capítulo, a formulação matemática que descreve a modelagem da rede e os métodos de solução de fluxo de carga que possibilitarão a criação da base de dados para projetar as árvores de decisão, e cálculo das margens de segurança estática.

No capítulo 3 são apresentados os conceitos de mineração de dados e descoberta de conhecimento em base de dados (*KDD*), com uma descrição mais detalhada da técnica de árvore de decisão mostrando os aspectos mais relevantes e a sua estrutura de formação para aplicação neste trabalho.

No capítulo 4 é apresentado o desenvolvimento do projeto do sistema baseado em árvore de decisão para avaliação da segurança estática, com detalhamento do modelo utilizado para a criação da base de dados rotulada utilizada para indução das árvores de decisão.



No capítulo 5 é apresentado o estudo de caso para validação da aplicação da metodologia a partir dos dados reais do sistema elétrico do Amapá. Para esse sistema, foram realizadas simulações de fluxo de carga com o programa *Anarede* na topologia completa ( $N$ ) e para as contingências na topologia  $N-1$ , cujos resultados serviram para formar a base de dados rotulada usada no programa de mineração de dados *RapidMiner* para criação das árvores de decisão para cada topologia. Essas árvores classificam o sistema como *seguro* ou *inseguro*, onde, a partir dessa classificação são calculadas as margens de segurança para os casos em que o estado do sistema é *seguro*, bem como a definição e cálculo, de acordo com a regra da árvore de decisão, das ações de controle corretivo para os casos em que o sistema foi classificado como *inseguro*. Para verificação da validade das ações de controle corretivo implementadas, foram realizadas simulações de fluxo de carga, cujos resultados, confirmaram a capacidade da árvore de decisão em identificar os atributos críticos que mais impactam nas violações dos limites de tensão nas barras.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões a respeito dos resultados obtidos com o estudo de caso de aplicação da metodologia, mostrando os seus aspectos relevantes observados e, finalizando é apresentado o plano de desenvolvimento futuro visando o seu aperfeiçoamento e aplicação como ferramenta de suporte à operação do sistema elétrico de potência em ambiente *on-line*.

### **1.7. Publicação realizada**

Artigo: Rodrigues, B. G. D., Bezerra, U. H., Vieira, J. P. A., Oliveira, W. D., Gaia, D. S., Vieira, D. J. A., Bernardes, B. C., Castro, V., Monitoramento da Segurança Estática em tempo real de Sistemas Elétricos utilizando Árvore de Decisão – X SIMPASE, Agosto 2013, Cigré-Brasil, Belo horizonte, Brasil. Neste trabalho foi apresentada a metodologia para monitoramento da segurança estática em tempo real de sistemas elétricos utilizando árvore de decisão.

## Capítulo 2 - Aspectos da Segurança dos Sistemas Elétricos de Potência.

### 2.1. O problema da segurança

Os Sistemas Elétricos de Potência não operam em estado de segurança absoluta, isto é com ausência total de risco, pois, na prática este objetivo não é possível devido aos altos investimentos em equipamentos com conseqüente aumento dos custos operacionais que seriam necessários para alcançar níveis elevados de confiabilidade. A dificuldade de compatibilizar a segurança e a economia impõe um desafio aos engenheiros, no sentido de buscar soluções de projeto de sistemas cada vez mais seguros, com mínimos investimentos e baixos custos operacionais. Para tornar esta solução possível, uma abordagem mais flexível no tratamento do problema da segurança, possibilitou operar os sistemas elétricos de maneira mais econômica, com um nível de confiabilidade aceitável de forma a atender as necessidades dos consumidores e as exigências dos órgãos reguladores. Assim os sistemas elétricos são projetados para operar com uma margem de segurança aceitável para ocorrência de determinadas contingências, sem causar grandes transtornos para os clientes.

Durante a operação normal dos sistemas elétricos, mudanças nas condições operacionais podem ocorrer causadas por variações de carga, mudanças na topologia da rede, mudança nos fluxos de intercâmbio entre áreas, entre outros. Estas condições operacionais são objeto de atenção permanente dos operadores dos centros de supervisão e controle, pois elas podem afetar significativamente a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores devido a violações dos limites operacionais pré-estabelecidos, e medidas preventivas precisam ser adotadas para garantir que o sistema opere o maior tempo possível com os níveis de tensão nas barras e os fluxos de potência nas linhas de transmissão, geradores e transformadores dentro das faixas normais de operação.

Para orientar os operadores dos centros de controle na correta ação preventiva para corrigir as anormalidades operacionais observadas, são realizadas nestes centros, várias atividades que tem como objetivo dar o suporte necessário na tomada de decisão dos operadores para manter as condições operacionais dentro dos limites predefinidos de atendimento. Uma das atividades mais importantes realizadas nos centros de controle modernos é a *avaliação da segurança do sistema elétrico*. De acordo com [12], a segurança de um sistema elétrico de

potência está diretamente relacionada ao grau de risco contido em sua habilidade para sobreviver a iminentes perturbações (contingências) sem que ocorra interrupção no fornecimento da energia elétrica. Baseado nesta definição pode-se afirmar que a segurança reflete a robustez do sistema em relação a perturbações, sendo que o nível dessa robustez depende das condições operacionais como o patamar de carga, o despacho e intercâmbio de geração, além da topologia da rede, assim como da probabilidade de ocorrência das perturbações.

Devido à grande complexidade dos sistemas elétricos atuais, para possibilitar a avaliação da segurança, é necessário que ele seja permanentemente supervisionado quanto ao estado de operação por meio do monitoramento contínuo das grandezas elétricas da rede cujos dados poderão ser obtidas com a ajuda de ferramentas computacionais que poderão ser utilizadas para a realização da avaliação da segurança em um ambiente *on-line* ou *off-line*. A avaliação de segurança pode ser realizada, a partir de uma lista de contingências prováveis, onde é simulada a ocorrência de cada uma dessas contingências, e ao final do processamento poderão ser fornecidas ao operador as informações de quais medidas deverão ser adotadas, se necessário para aumentar o nível de segurança do sistema.

De um modo geral a avaliação da segurança tem como base critérios pré-definidos no que se refere às análises e métodos utilizados na determinação do estado de segurança, se seguro ou inseguro, assim como quais contingências serão avaliadas. A avaliação da segurança pode ser classificada como estática ou dinâmica, a qual depende da modelagem e das técnicas utilizadas para se enquadrar em um dos tipos.

A avaliação estática analisa as condições do sistema em regime permanente no que diz respeito aos níveis de tensão nas barras e aos limites térmicos dos circuitos de transmissão. Por outro lado, a segurança dinâmica envolve outros aspectos relativos à estabilidade do sistema, tais como: estabilidade transitória, estabilidade a pequenas perturbações e estabilidade de tensão. No presente trabalho será feita a abordagem apenas do problema relacionado à avaliação da segurança estática de sistemas elétricos de potência.

## **2.2. Estados de Operação dos Sistemas de Potência**

Pode-se determinar as condições de operação de um sistema elétrico de potência em um dado instante, se for conhecido o modelo da rede e os módulos e fases das tensões em cada

barra do sistema. Como o conjunto das tensões nas barras determina o estado do sistema, a este estado chamamos de estado estático do sistema elétrico.

De acordo com [13], um sistema elétrico pode assumir um dos três possíveis estados, chamados de *Estado Normal*, *Emergência* e *Restaurativo*, dependendo da natureza da mudança ocorrida nas suas condições de operação. Adicionalmente a esta classificação, mais tarde, foi introduzido o chamado *Estado de Alerta* [14]. A esses estados, foram associados três conjuntos de equações genéricas [15], sendo uma equação diferencial e duas equações algébricas, que governam a operação dos sistemas elétricos de potência. O conjunto de equação diferencial representa as leis físicas que regem o comportamento dinâmico dos componentes do sistema, enquanto que os dois conjuntos de equações algébricas compreendem as *restrições de carga* e as *restrições de operação*.

As *restrições de carga* representam as injeções de potências ativa e reativa nas barras de carga, assim como as injeções de potência ativa nas barras de geração, e estão relacionadas ao equilíbrio entre a carga e a geração. As restrições de carga significam que o sistema elétrico deve atender a toda a demanda, e correspondem às equações de fluxo de carga em regime permanente, e portanto, são restrições de igualdade representadas pela equação:

$$g(x, u) = 0 \quad (2.1)$$

onde:

$g$  é um vetor de funções algébricas não lineares;

$x$  as variáveis de estado e  $u$  as variáveis de controle.

As *restrições de operação* representam a necessidade de que os limites operacionais dos componentes do sistema com relação às variáveis operacionais como as magnitudes das tensões nodais, aos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores, e as injeções de potência reativa nas barras de geração não podem exceder os limites permitidos de operação, e, portanto, são restrições de desigualdade representadas pela inequação:

$$h(x, u) \leq 0 \quad (2.2)$$

onde:

$h$  - vetor contendo o conjunto de restrições de operação.

Adicionalmente, pode-se ainda acrescentar ao conjunto de restrições de carga e operação, as denominadas *restrições de segurança*, que possibilitam avaliar a robustez do sistema elétrico frente à ocorrência de um conjunto preestabelecido de contingências mais prováveis. Essas restrições de segurança podem ser representadas pela inequação:

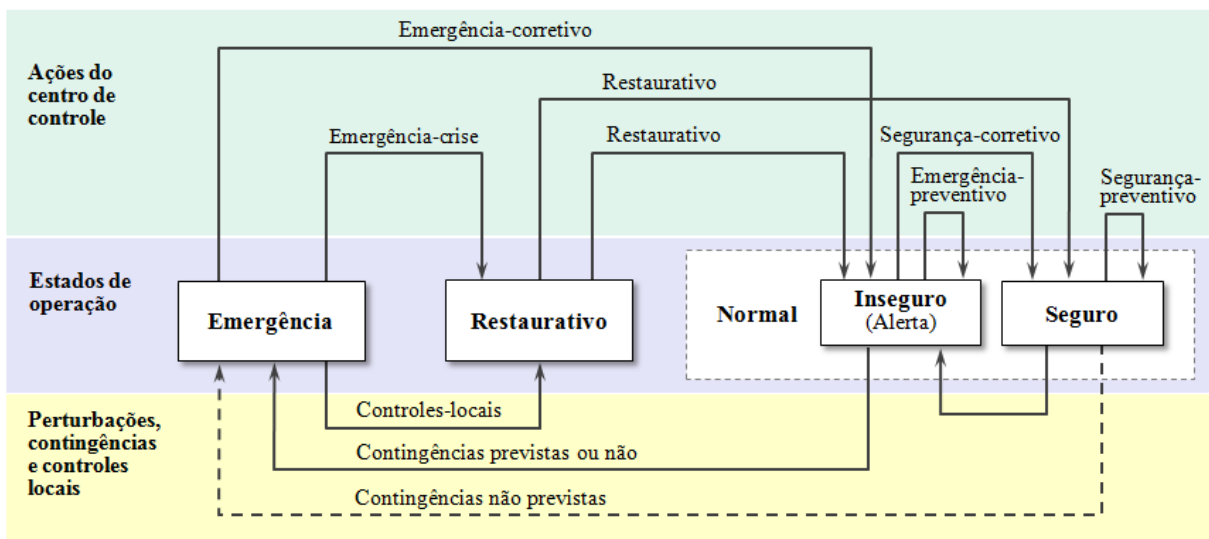
$$s(x, u) \leq 0 \quad (2.3)$$

onde:

$s$  - vetor de funções não lineares associadas às restrições de carga e de operação para cada uma das contingências prováveis.

Os limites operacionais do sistema elétrico e de seus equipamentos, representados pelas restrições de operação, em muitos casos não são rígidos, pois se necessário, podem ser violados durante certo intervalo de tempo [16], como por exemplo, em situações de emergência, esses limites podem permanecer fora dos valores predefinidos.

Com as definições das *restrições de carga*, de *operação* e de *segurança*, quatro estados de operação dos sistemas elétricos de potência podem ser definidos de acordo com o nível de atendimento dessas restrições, são eles: *Estado Seguro*, *Alerta*, *Emergência* e *Restaurativo*. De acordo com [16], estes estados são definidos conforme mostrado na Tabela 2.1, e as transições que podem ocorrer entre eles durante operação normal e em contingência, estão representados na figura 2.1.



**Figura 2.1** – Estados de operação de um Sistema Elétrico de Potência.

**Tabela 2.1** – Descrição dos estados de operação de um Sistema Elétrico de Potência.

<b>Estado de Operação</b>	<b>Descrição do Estado</b>
<b>Normal Seguro</b>	Neste estado as restrições de carga, de operação e de segurança são respeitadas, isto é, o sistema está operando normalmente, suprindo toda a carga e sem violação dos limites de operação. Mesmo que aconteça uma das possíveis contingências listadas, o sistema continuará suprindo as cargas sem violar nenhum limite operacional. No entanto, caso ocorra uma contingência que não estava na lista, pode ser que o sistema entre em estado de emergência.
<b>Normal Inseguro (Alerta)</b>	Neste estado o sistema continua suprindo a demanda de carga e são atendidas as restrições de carga e operação, porém, nem todas as restrições de segurança são atendidas. Assim como no estado normal seguro, o sistema está intacto atendendo todas as cargas e sem nenhuma violação dos limites de operação. O não atendimento das restrições de segurança significa que a ocorrência de pelo menos uma das contingências listadas como possíveis poderá levar o sistema a uma situação de emergência.
<b>Emergência</b>	Este estado é caracterizado pela violação das restrições de operação. A emergência pode ser provocada por uma contingência e conseqüente desligamento de um ou mais componentes do sistema (LT's, geradores, transformadores, etc). Com exceção dos componentes que provocaram a emergência, o sistema está intacto.
<b>Restaurativo</b>	Este estado é atingido quando uma emergência é eliminada por meio do desligamento manual ou automático de partes do sistema, efetuados pelo centro de controle ou por dispositivos locais. Neste estado as restrições de operação são atendidas, porém o sistema não está intacto, existem cargas não atendidas, ilhamento, etc.

### **Transições entre os estados de operação dos sistemas elétricos**

Em um sistema elétrico, devido às suas condições operacionais estarem continuamente em mudança, podem ocorrer transições entre os quatro estados de operação definidos na figura 2.1. Essas transições são decorrentes de perturbações, ou mesmo resultado de ações de controle, sendo que algumas delas são funções dos centros de supervisão e controle. Nesses centros, os operadores realizam as ações, com a ajuda de programas computacionais que dão o suporte necessário para que sejam tomadas as medidas mais adequadas que cada caso exige. Na tabela 2.2, estão descritas as várias transições possíveis nos estados de operação conforme apresentado na figura 2.1.

Tabela 2.2 – Descrição das transições entre os estados de operação.

Transição entre estado		Descrição da transição
De	Para	
Normal Seguro	Normal Inseguro	Esta transição pode ocorrer devido a variações na demanda de carga do sistema ao longo do dia ou por uma contingência.
Normal Inseguro	Normal Seguro	Esta transição é feita pela execução da função de controle de segurança ( <i>corretivo</i> ) e realizada pelo operador do sistema onde uma ação de controle como redespacho de geração poderá retornar o sistema para o estado seguro.
Normal Seguro	Normal Seguro	A partir das informações sobre a previsão de carga no curto prazo, o estado do sistema poderá ser alterado para um ponto de operação de carga futura (por exemplo, 1 hora), prevenindo que ele venha a entrar em estado de alerta.
Normal Inseguro	Emergência	Esta transição acontece quando o sistema estando no estado de alerta uma das contingências responsável por este estado realmente ocorre e ele passa para o estado de emergência antes de serem adotadas as medidas de controle para leva-lo ao estado seguro.
Emergência	Normal Inseguro	O sistema pode sair do estado de emergência para alerta. Para isso poderão ser eliminadas violações de limites por meio de ações de controle, tais como o redespacho de geração, variação de <i>tap</i> de transformador, chaveamento de banco de capacitores ou reatores, etc, sem que ocorram cortes de carga.
Emergência	Restaurativo	Nem sempre é possível a transição do sistema do estado de emergência para alerta. Em algumas situações, dispositivos locais de controle e proteção atuam antes que qualquer medida seja tomada pelo centro de controle, desligando cargas ou circuitos. Em outros casos, os desligamentos são feitos pelo centro de controle por meio da função de controle de emergência ou por decisão do operador. Esta ação é tomada quando não é possível corrigir as violações com redespacho de geração ou controle de tensão.
Normal Inseguro	Normal Inseguro	Se o estado presente for de alerta e é previsto uma carga futura que poderá levar a uma situação de emergência, o operador poderá tomar ações mudando o ponto de operação do sistema eliminando a possibilidade de ocorrer a emergência detectada.
Restaurativo	Normal Inseguro ou Seguro	A função do controle restaurativo é de religar cargas e circuitos desligados durante uma emergência, levando o sistema de volta ao estado seguro ou, pelo menos, ao estado de alerta.

### 2.3. A segurança estática em sistemas elétricos de potência

A Segurança Estática é definida como a habilidade do sistema elétrico de potência de operar dentro dos limites especificados de segurança e qualidade de suprimento após uma contingência, no período de tempo depois que os dispositivos de controle automáticos de ação rápida restabeleceram o equilíbrio de carga, porém antes que os controles de ação lenta, como comutação de *tap* de transformadores e decisões operacionais humanas tenham ocorrido [17].

A Avaliação da segurança estática trata da análise, classificação, seleção e avaliação de contingências, onde para um dado ponto de operação, o sistema é considerado estaticamente seguro se os níveis de tensão em todas as barras (ou em um conjunto pré-definido de barras) da rede estão dentro da faixa aceitável e, se os fluxos nos circuitos de transmissão e nos transformadores se encontram dentro dos seus limites térmicos [18]. O efeito das contingências deve ser levado em consideração de forma que os critérios de segurança de regime permanente sejam respeitados, mesmo quando houver perda de algum elemento do sistema.

Normalmente para realização da avaliação da segurança estática de sistemas elétricos, a ferramenta utilizada se resume aos algoritmos de fluxo de carga, porém, esta técnica tem a desvantagem de que é impraticável estudar todas as possibilidades de saída de circuitos (contingências) pelo método de fluxo de carga, devido à restrição de tempo em um ambiente *on-line*. Para superar estas dificuldades, nas últimas décadas várias técnicas de mineração de dados vêm sendo estudadas com o objetivo de possibilitar a realização da avaliação de segurança sem grandes esforços computacionais, tornando as análises muito mais rápidas e compatíveis para uso em um ambiente de tempo real.

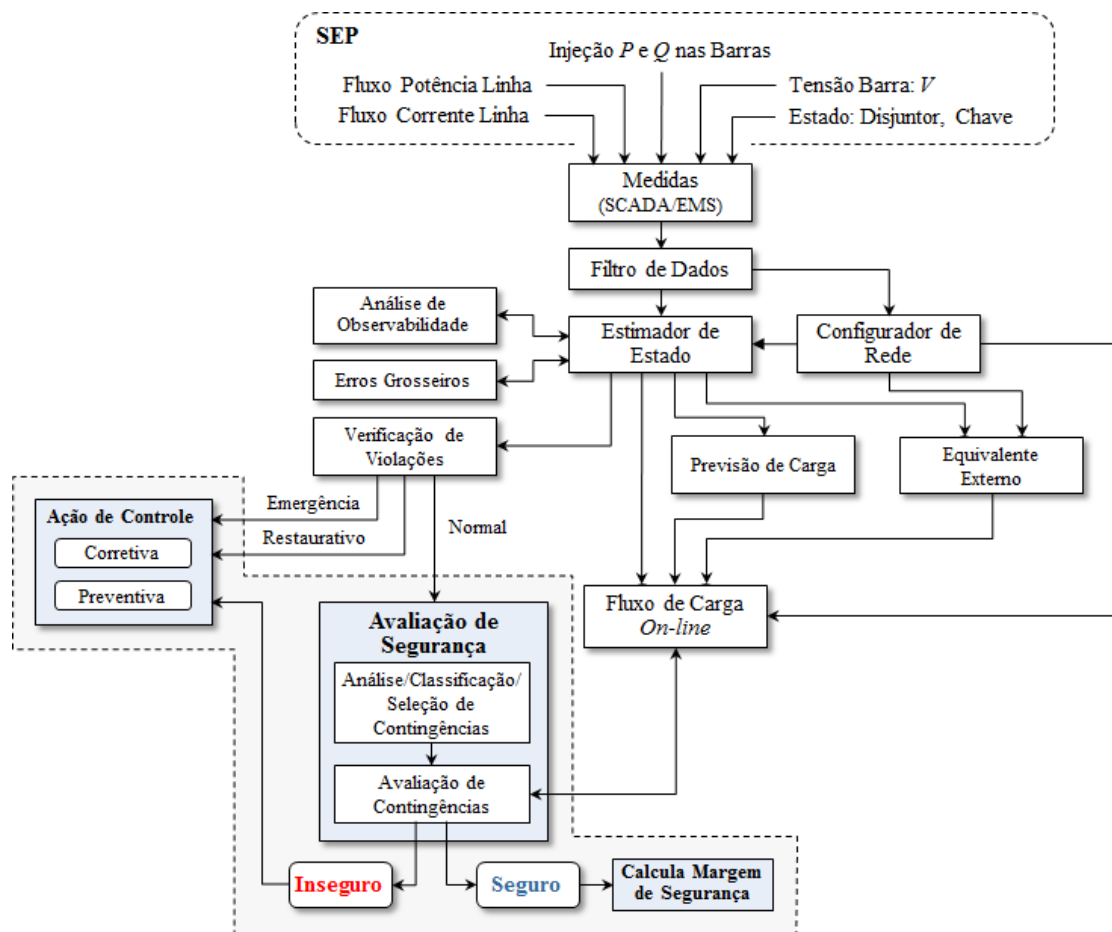
### 2.4. Avaliação da segurança em tempo real

Pode-se definir a avaliação da segurança como a análise realizada para determinar o quanto um sistema elétrico de potência está imune a perturbações que podem comprometer o seu perfeito funcionamento. A partir de dados disponíveis que representam o estado de operação, é possível determinar o nível de segurança atual e também prever, caso venham a ocorrer contingências, o estado de segurança das transições futuras.

Para possibilitar avaliação da segurança, a operação dos sistemas elétricos em tempo real é realizada por meio da execução periódica de funções de análise e controle de rede [19]. A Figura 2.2 mostra uma visão geral das funções executadas pelos centros de controle.



Atualmente, os modernos centros de supervisão e controle são equipados com ferramentas computacionais que tem o objetivo de apoiar os operadores nas atividades diárias de operação da rede elétrica, buscando garantir um serviço de qualidade, sem interrupções no fornecimento de energia e a um custo menor possível. A operação é executada de modo a manter o sistema no estado *seguro*, ou seja, garantindo que o sistema continuará operando mesmo na ocorrência de falhas em equipamentos da rede elétrica. Para evitar situações extremas, os Sistemas de Gerenciamento de Energia (*Energy Management System - EMS*) executam funções de modo a garantir que a operação seja realizada de modo preventivo.



**Figura 2.2** – Principais funções de supervisão e controle em tempo real.

A partir da aquisição do estado da rede elétrica pelo Estimador de Estado, é executada a função de controle da segurança. Essa função é baseada na solução de um Fluxo de Carga Ótimo com Restrições de Segurança e fornece como resultado um conjunto de ações de controle que devem ser tomadas pelo operador para que o sistema seja mantido em estado *seguro* [20].

A realização da função de segurança em tempo real está sujeita à restrição de tempo de execução, principalmente quando se trata de sistemas de grande porte onde são necessárias as

análises de uma extensa lista de contingências críticas, porém, devido a natureza desacoplada das análises realizadas pela função de segurança, uma opção complementar é a utilização de técnicas de mineração de dados conforme proposto neste trabalho e apresentada no capítulo 4.

As funções de supervisão e controle em tempo real são constituídas por programas computacionais, que possibilitam a realização de análise do estado de operação do sistema elétrico de potência bem como do seu nível de segurança, e utilizam para isso o processamento dos dados das medidas que chegam ao centro de supervisão e controle, provenientes dos elementos da rede elétrica. Em [21] estão descritas as principais funções de supervisão e controle apresentadas na figura 2.2 que são:

**Configurador de Redes** – A partir dos dados das medidas de estado dos disjuntores, das chaves seccionadoras e da disponibilidade dos equipamentos da rede, a função determina a topologia atual da rede elétrica. Para cada alteração que ocorre na topologia da rede, devido à ação do operador ou a contingências, o configurador atualiza os dados resultando em um novo modelo da rede.

**Análise de Observabilidade** – Esta função consiste em avaliar se o número e a localização das medidas enviadas ao centro de operação e controle fornecem informações suficientes que permite a estimação dos estados do sistema.

**Estimador de Estado** – O resultado obtido pelo configurador é utilizado pelo estimador de estados para determinar qual a parte do sistema é observável, além de identificar a existência de erros nas medidas que chegam ao centro de controle. Se existirem erros, será realizada nova estimativa do estado.

**Equivalente externo** – Com os estados obtidos e as informações sobre a parte não observável do sistema é construído um modelo que representa o comportamento do sistema externo.

**Fluxo de carga *on-line*** – De posse dos dados fornecidos pelas funções descritas anteriormente, o modelo final é obtido pela execução do fluxo de potência *on-line*. Esta função possibilita conhecer os efeitos resultantes das ações de controle antes de realizá-las no sistema elétrico, avaliando quais os efeitos das contingências, e identificando medidas de controle preventivo para evitar que o sistema transite para estado inseguro.

**Previsão de carga** - Esta função realiza a previsão de carga por barra do sistema, a partir dos dados de demanda previstas para o sistema.

**Avaliação de segurança** – Esta função realiza simulações de um conjunto predefinido de contingências e verifica as violações dos limites operacionais. Avalia a capacidade do sistema de suportar contingências, isto é, avalia o efeito das contingências no estado de operação e determina as ações de controle preventivo e/ou corretivo para restabelecer a condição normal de operação.

Nos centros de controle, as funções de análise de rede descritas anteriormente são executadas de maneira periódica em curtos intervalos de tempo, implicando em grande restrição de tempo para a execução dos programas computacionais necessários para realização dessas funções. A metodologia proposta neste trabalho integrada à função Avaliação de Segurança proporcionará a análise das contingências para avaliação da segurança estática do sistema elétrico classificando-o como *seguro* ou *inseguro*. Conforme o esquema representado na área pontilhada da figura 2.2, se o sistema for classificado como *seguro* serão calculadas as margens de segurança das tensões nodais; por outro lado, se o sistema for classificado como *inseguro*, serão definidas e calculadas as ações de controle corretivo ou preventivo necessárias para corrigir as variáveis que estão sendo violadas. A classificação do estado de segurança do sistema será realizada com a utilização da técnica de árvore de decisão, constituindo-se em uma ferramenta de fácil utilização e que proporcionará uma grande redução do tempo de execução da função de avaliação de segurança no centro de controle.

## 2.5. Formulação matemática para Avaliação da Segurança Estática.

Conforme apresentado anteriormente, para avaliar a segurança estática de um sistema elétrico de potência, é necessário conhecer o seu estado de operação, isto é, determinar as magnitudes e os ângulos das tensões em todas as barras bem como as distribuições dos fluxos de potências ativa ( $P_{ij}$ ) e reativa ( $Q_{ij}$ ) em todos os ramos do sistema. Para isso, nas aplicações dos métodos de avaliação da segurança estática em ambientes *on-line* ou *off-line*, é necessário que sejam realizados cálculos de fluxo de carga para determinar o estado em regime permanente do sistema elétrico, para cada configuração de operação e cenário de carga de interesse.

### 2.5.1. O problema do fluxo de carga

O cálculo do fluxo de carga em um sistema elétrico possibilita que sejam determinados o estado da rede, a distribuição dos fluxos e de determinadas grandezas que se deseja conhecer. Trata-se de uma modelagem estática do sistema elétrico, pois, a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. Esse tipo de representação é utilizado em

situações onde as variações com o tempo são suficientemente lentas, para que sejam ignorados os efeitos transitórios. O cálculo do fluxo de carga é, em geral, realizado utilizando-se métodos computacionais desenvolvidos especificamente para a resolução do sistema de equações e inequações que constituem o modelo estático da rede [21].

Na avaliação da segurança estática, os resultados obtidos com o cálculo de fluxo de carga são utilizados para identificar as possíveis violações nos limites de operação, devido a contingências como perda de unidades geradoras, linhas de transmissão, transformadores e blocos de carga, entre outros.

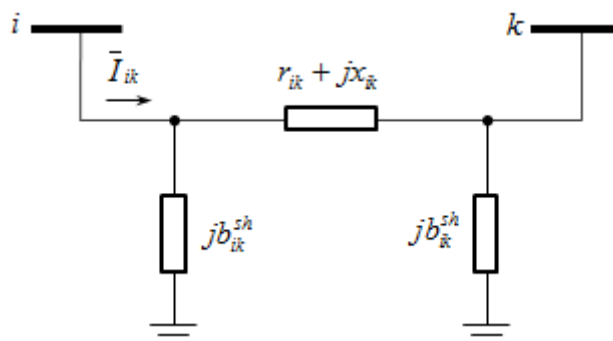
Para realização das simulações é necessário o conhecimento do modelo do sistema elétrico em estudo, onde serão utilizados os seguintes dados: características dos elementos da rede (impedância, capacidade, etc.); dados de geração nas barras; dados da carga ativa ( $MW$ ) e reativa ( $MVar$ ).

### 2.5.1.1. Modelagem da rede

Os elementos que compõem uma rede elétrica tais como as linhas de transmissão, transformadores e cabos que conectam todas as barras, podem ser representados por um modelo  $\pi$  de dois terminais, onde, conhecidas as tensões complexas das barras terminais, pode-se obter os fluxos de carga de entrada e de saída, bem como suas perdas [22]. Além desses elementos, os geradores, as cargas e os elementos shunts, serão mostrados os seus respectivos modelos para aplicação nos cálculos de fluxo de carga.

#### a) Linha de transmissão

Uma linha de transmissão que interliga duas barras  $i$  e  $k$  pode ser representada por um circuito  $\pi$  equivalente conforme mostrado na figura 2.3.



**Figura 2.3** – Modelo equivalente  $\pi$  de uma linha de transmissão.

A impedância série do circuito é dado por:

$$z_{ik} = r_{ik} + jx_{ik} \quad (2.4)$$

A admitância série é dada por:

$$y_{ik} = \frac{1}{z_{ik}} = g_{ik} + jb_{ik} \quad (2.5)$$

Sendo que:

$$g_{ik} = \frac{r_{ik}}{z_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad (2.6)$$

$$b_{ik} = \frac{-x_{ik}}{z_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad (2.7)$$

Onde:

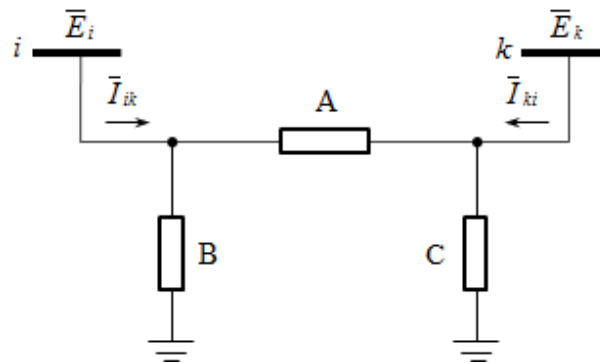
$g_{ik}$  é a condutância série;

$b_{ik}$  é a susceptância série;

$b_{ik}^{sh}$  é a susceptância shunt representando o efeito capacitivo da linha de transmissão;

## b) Transformador

Análogo ao modelo da linha de transmissão, o modelo do transformador é representado por um circuito  $\pi$  equivalente conforme mostrado na figura (2.4).



**Figura 2.4** – Modelo equivalente  $\pi$  de um transformador.

De acordo com [21], os coeficientes A, B e C são definidos como:

$$A = ay_{ik} \quad (2.8)$$

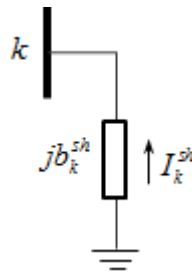
$$B = a(a-1)y_{ik} \quad (2.9)$$

$$C = (1-a)y_{ik} \quad (2.10)$$

Onde  $a$  é a relação de transformação de tensão  $1:a$  para o transformador em fase (este trabalho não aborda o transformador defasador). Para uma relação de transformação  $a$  igual a 1, restará apenas a admitância série  $y_{ik}$ .

### c) Elementos shunt: Capacitores e Reatores

Os elementos shunts são aqueles que estão conectados entre a barra e a terra, e são constituídos pelos chamados compensadores que podem ser do tipo capacitivo ou indutivo, e são representados conforme mostrado na figura 2.5.



**Figura 2.5** – Modelo de um compensador shunt capacitivo

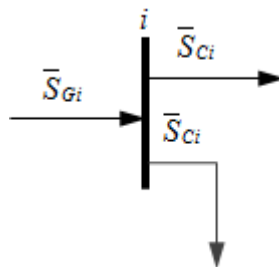
A figura 2.5 acima, mostra um elemento shunt capacitivo conectado entre uma barra ( $k$ ) e a terra. A potência reativa ( $Q_k^{sh}$ ) gerada por este capacitor é dada por:

$$Q_k^{sh} = V_k^2 \cdot b_k^{sh} \quad (2.11)$$

Onde  $V_k$  é o módulo da tensão na barra  $k$ . Caso fosse um reator, essa potência reativa seria uma potência consumida pelo elemento, e não gerada, como no caso do capacitor.

### d) Gerador e Carga

Os geradores e as cargas são modelados como injeções de potência constantes nas barras. A convenção de sinais adotada é que, as injeções de potência são positivas quando entram na barra (geração) e negativas quando saem da barra (carga), representadas por  $\bar{S}_{Gi}$  e  $\bar{S}_{Ci}$  respectivamente na figura 2.6.

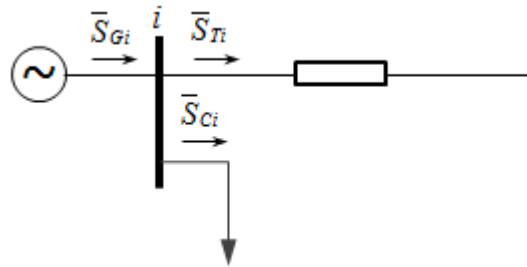


**Figura 2.6** – Modelo de gerador e carga.

### 2.5.1.2. Modelagem matemática do problema do fluxo de carga

Para facilitar a utilização na solução do fluxo de carga pelo método de Newton-Raphson, a modelagem matemática básica do problema aqui apresentada, será realizada em termos das potências, [23].

Inicialmente considere-se a figura 2.7 a seguir:



**Figura 2.7** – Fluxo de carga em uma barra  $i$  genérica.

Da figura 2.7, para satisfazer o princípio da conservação da energia, é necessário que:

$$\bar{S}_{Gi} = \bar{S}_{Ci} + \bar{S}_{Ti} \quad (2.12)$$

Onde:

$\bar{S}_{Gi}$  potência complexa gerada fluindo para a barra  $i$ .

$\bar{S}_{Ci}$  potência complexa consumida fluindo da barra  $i$ .

$\bar{S}_{Ti}$  potência complexa transmitida fluindo da barra  $i$ .

Sabendo que:

$$\bar{S} = P + jQ \quad (2.13)$$

Onde obtém-se que:

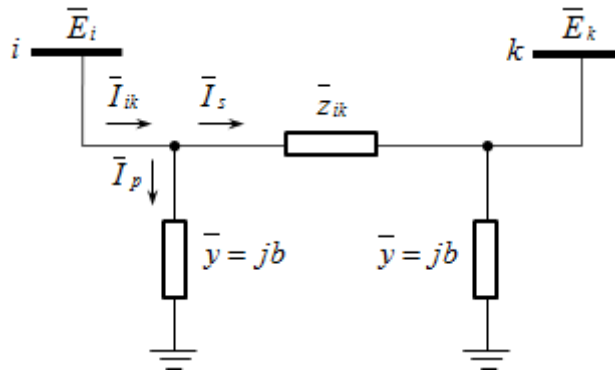
$$P_{Gi} = P_{Ci} + P_{Ti} \quad (2.14a)$$

$$Q_{Gi} = Q_{Ci} + Q_{Ti} \quad (2.14b)$$

Para um sistema com  $n$  barras, haverá um conjunto de  $2n$  equações, sendo  $n$  equações do tipo de (2.14a) e  $n$  do tipo de (2.14b).

- **O fluxo de carga entre barras**

O diagrama da figura 2.8 representa duas barras ligadas por uma linha de transmissão.



**Figura 2.8** – Duas barras ligadas por uma linha de transmissão (Modelo  $\pi$ )

A potência transmitida da barra  $i$  para a barra  $k$  é dada por:

$$\bar{S}_{ik} = P_{ik} + jQ_{ik} = \bar{E}_i \bar{I}_{ik}^* \quad (2.15)$$

onde:

$$\bar{E}_i = V_i \angle \delta_i$$

Pela lei de Kirchoff a corrente que sai da barra  $i$ , é dada por:

$$\bar{I}_{ik} = \frac{\bar{E}_i - \bar{E}_k}{\bar{Z}_{ik}} + \bar{E}_i \bar{y} \quad (2.16)$$

Substituindo a equação (2.16) em (2.15), encontra-se a potência transmitida da barra  $i$  para a barra  $k$ . As equações (2.17a) e (2.17b) representam a potência  $\bar{S}_{ik}$  decomposta nas potências ativa reativa.

$$P_{ik} = V_i^2 g_{ik} - V_i V_k [g_{ik} \cos \delta_{ik} - b_{ik} \sin \delta_{ik}] \quad (2.17a)$$

$$Q_{ik} = -V_i^2 (b_{ik} + b) - V_i V_k [g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ik} \cos \delta_{ik}] \quad (2.17b)$$

Onde:

$g_{ik}$  condutância série entre as barras  $i$  e  $k$ .

$b_{ik}$  susceptância série entre as barras  $i$  e  $k$ .

$V_i, V_k$  magnitude das tensões nas barras  $i$  e  $k$ .

$\delta_{ik}$  diferença entre os ângulos de fase das tensões nas barras  $i$  e  $k$ .

$b$  susceptância shunt representando o efeito capacitivo da linha de transmissão;



Para representar um transformador conectado entre as barras  $i$  e  $k$ , valem as equações (2.17a) e (2.17b) do fluxo de carga, inserindo a relação de transformação. Assim, para um transformador com razão de transformação  $t = ae^{j\phi}$ , pode-se demonstrar que:

$$P_{ik} = (aV_i)^2 g_{ik} + aV_i V_k [g_{ik} \cos(\delta_{ik} + \phi) - b_{ik} \sin(\delta_{ik} + \phi)] \quad (2.18a)$$

$$Q_{ik} = -(aV_i)^2 b_{ik} - V_i V_k [g_{ik} \sin(\delta_{ik} + \phi) - b_{ik} \cos(\delta_{ik} + \phi)] \quad (2.18b)$$

De forma geral, tem-se:

$$P_{ik} = (aV_i)^2 g_{ik} + aV_i V_k [g_{ik} \cos(\delta_{ik} + \phi) - b_{ik} \sin(\delta_{ik} + \phi)] \quad (2.19a)$$

$$Q_{ik} = -(aV_i)^2 (b_{ik} + b) - V_i V_k [g_{ik} \sin(\delta_{ik} + \phi) - b_{ik} \cos(\delta_{ik} + \phi)] \quad (2.19b)$$

As equações (2.19a) e (2.19b) são gerais para o fluxo de carga entre duas barras genéricas  $i$  e  $k$ . Para linhas de transmissão, deve-se fazer  $a = 1$  e  $\phi = 0$ . Para transformadores em fase, deve-se fazer  $b = 0$  e  $\phi = 0$ . Para os transformadores defasadores puros,  $a = 1$  e  $b = 0$ . Finalmente, para os transformadores defasadores,  $b = 0$ .

De (2.19a) e (2.19b), generalizando para várias barras ligadas a barra  $i$  tem-se:

$$P_{Ti} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n P_{ik} \quad (2.20a)$$

$$Q_{Ti} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Q_{ik} \quad (2.20b)$$

Assim, tem-se a  $P_{Ti}$  da barra  $i$ , em função das tensões nas barras e das admitâncias dos ramos. O problema ainda possui 04 incógnitas, porém, as potências transmitidas estão em função das tensões de barra  $\bar{E}_i = V_i \angle \delta_i$ .

#### • Formulação Matricial

Se as tensões nodais  $\bar{E} = [\bar{E}_1 \ \bar{E}_2 \ \dots \ \bar{E}_n]^t$  forem conhecidas, as injeções de correntes nodais,  $\bar{I} = [\bar{I}_1 \ \bar{I}_2 \ \dots \ \bar{I}_n]^t$ , poderão ser obtidas pela equação:

$$\bar{I} = [\bar{Y}] \bar{E} \quad (2.21)$$

Onde:

$\bar{I}$  vetor coluna ( $n \times 1$ ) de injeções de correntes nas barras.

$\bar{E}$  vetor coluna ( $n \times 1$ ) tensões nas barras, cujo elemento geral é  $\bar{E}_i = V_i \angle \delta_i$

$[\bar{Y}]$  matriz de admitâncias nodais ( $n \times n$ ).

O elemento geral da matriz  $[\bar{Y}]$  é:

$$\bar{Y}_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} = \sum_{k=1}^n (g_{ik} + jb_{ik}) \quad (2.22a)$$

$$\bar{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = -(g_{ik} + jb_{ik}), i \neq j \quad (2.22b)$$

As relações entre os elementos da matriz  $[\bar{Y}]$  e os parâmetros físicos da rede são:

$$G_{ii} = \sum_{k=1}^n g_{ik} \quad (2.23a)$$

$$B_{ii} = \sum_{k=1}^n b_{ik} \quad (2.23b)$$

$$G_{ij} = -g_{ij} \quad (2.23c)$$

$$B_{ij} = -b_{ij} \quad (2.23d)$$

Comparando as equações (2.23) com (2.20), vê-se que a potência transmitida em função dos elementos da matriz  $[\bar{Y}]$ :

$$P_{Ti} = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sen \delta_{ik}) \quad (2.24a)$$

$$Q_{Ti} = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \sen \delta_{ik} + B_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (2.24b)$$

Substituindo as equações (2.24) em (2.14), obtém-se:

$$P_{Gi} - P_{Ci} - V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sen \delta_{ik}) = 0 \quad (2.25a)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Ci} - V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \sen \delta_{ik} + B_{ik} \cos \delta_{ik}) = 0 \quad (2.25b)$$

Estas equações podem ser consideradas como básicas do fluxo de carga, porém, o sistema é indeterminado com  $2n$  equações e  $6n$  incógnitas. Supondo que já são conhecidas as cargas, sobram para cada barra, quatro variáveis: potência ativa gerada ( $P_{Gi}$ ), potência reativa gerada ( $Q_{Gi}$ ), módulo ( $V$ ) e ângulo ( $\delta$ ) da tensão na barra. Assim, para dadas condições de carga fixas e conhecidas, tem-se um problema indeterminado com  $2n$  equações e  $4n$  incógnitas. Para resolvê-lo, será necessário especificar duas das quatro variáveis em cada barra:

- Barras de geração ( $PV$ ), ou barras de interligação entre sistemas, especificar  $P_G$  e  $V$ , pois essas variáveis são controladas nessas barras.

- Barras de cargas ( $PQ$ ) especificar as potências ativa  $P_G$  e reativa  $Q_G$ .
- Como não são conhecidas as perdas no sistema de transmissão, pois, isto só é possível após a solução do fluxo de carga, é necessário que em uma das barras de geração ou de interligação, não sejam especificadas  $P_G$  e  $Q_G$ . Assim, será possível fechar o balanço de potência do sistema através das equações:

$$P_{GTotal} = P_{CTotal} + \text{perdas} \quad (2.26a)$$

$$Q_{GTotal} = Q_{CTotal} + \text{perdas} \quad (2.26b)$$

Esta é a barra de balanço (*swing bus*), onde são especificadas a tensão  $V$  e o ângulo de carga  $\delta$ . Esta barra tem também a função de referência angular do sistema.

A tabela 2.3 resume as especificações de variáveis necessárias para os três tipos de barras definidos.

**Tabela 2.3** – Variáveis especificadas para cada tipo de barra.

Tipo de Barra	Variáveis especificadas			
	$P_G$	$Q_G$	$V$	$\delta$
$PV$	X		X	
$PQ$	X	X		
<b>Referência (<i>Swing</i>)</b>			X	X

A determinação dos tipos de barra, além de tornar determinado o problema do fluxo de carga, reduz o número de equações a serem resolvidas. Isto ocorre porque o objetivo dos estudos de fluxo de carga é a determinação das tensões  $\overline{E}_i = V_i \angle \delta_i$  em todas as barras. Assim, se já são fornecidos valores de  $V_i$  e  $\delta_i$  para algumas barras logo de início, o esforço de cálculo diminui. Dessa forma as equações do problema reduzem de  $2n$  para  $2n_{PQ} + n_{PV}$ , onde  $n_{PQ}$  é o número de barras  $PQ$  e  $n_{PV}$  é o número de barras  $PV$ .

#### • Controles e Limites

O problema do fluxo de carga não se resume apenas ao conjunto das equações (2.25), pois, além dos elementos do sistema elétrico já modelados nas equações básicas do fluxo de carga, existem vários dispositivos de controle e de limites operacionais que afetam diretamente as variáveis do sistema e, portanto devem ser incorporados ao modelo matemático.

Entre os principais controles podemos citar como os mais usuais o controle de tensão nas barras, que pode ser realizado por meio de injeção de reativo, variação de *tap* de transformadores, ação dos reguladores de tensão das unidades geradoras e o controle de fluxo de potência ativa. Os limites a serem observados são de injeção de potência reativa nas barras *PV*, limites de tensão nas barras *PQ*, limite de fluxo de potência nas linhas de transmissão e transformadores.

Para relacionar à formulação matemática os limites do sistema, é necessário que juntamente com as equações de fluxo de carga, seja fornecido um conjunto de inequações que estabelecem os limites mínimos e máximos para as variáveis em cada barra.

Em cada barra do sistema o módulo da tensão deverá atender o limite definido pela inequação:

$$V_{i\min} \leq V_i \leq V_{i\max} \quad (2.27a)$$

Para as potências ativa ( $P_i$ ) e reativa ( $Q_i$ ) nas barras de geração, deverão atender os limites definidos pelas inequações:

$$P_{i\min} \leq P_i \leq P_{i\max} \quad (2.27b)$$

$$Q_{i\min} \leq Q_i \leq Q_{i\max} \quad (2.27c)$$

Para os fluxos de potência aparente ( $S_{ik}$ ) nas linhas de transmissão e transformadores, os limites deverão atender as inequações:

$$S_{LT_{ik}} \leq S_{LT_{ik\max}} \quad (2.27d)$$

$$S_{T_{ik}} \leq S_{T_{ik\max}} \quad (2.27e)$$

### 2.5.1.3. Métodos de solução de fluxo de carga

Os métodos de solução de fluxo de carga mais conhecidos são o método de *Gauss-Seidel* e *Newton-Raphson*, sendo este último o mais comumente utilizado na atualidade em cálculo de fluxo de carga no sistema elétrico de potência. O método de *Newton-Raphson* é um método geral para a determinação de raízes reais de equações não lineares, cuja aplicação se utiliza de série de Taylor, onde, a partir de um valor inicial aproximado, realiza um processo iterativo robusto que converge quase sempre e com poucas iterações, independente da dimensão do sistema em estudo.

Neste trabalho apresentaremos a formulação matemática do método de Newton-Raphson, pois será adotado para cálculo de fluxo de carga do estudo de caso, utilizando o programa Anarede do CEPEL.

- **Introdução ao método de Newton-Raphson**

Considerando inicialmente a equação unidimensional generalizada:

$$f(x) = 0 \quad (2.28)$$

Expandindo (2.28) em série de Taylor em torno de um determinado valor  $x(k)$  e desconsiderando termos de maior ordem, e como  $f(x) = 0$ , pode-se aproximar  $f(x)$  como:

$$(x - x^k) = - \frac{f(x^k)}{\left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x^k}} \quad (2.29)$$

Onde:

$k$  representa o valor de  $x$  na  $k$ -ésima iteração.

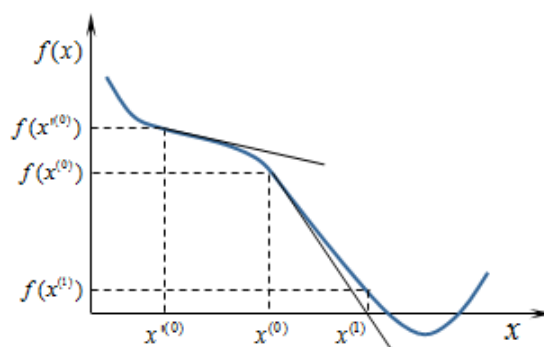
Desprezar os termos de ordem maior, introduz um erro que faz com que  $x$  não seja raiz de  $f(x)$ , porém, geralmente ele represente uma estimativa próxima do valor da raiz do que representava  $x(k)$ . Desta maneira pode-se definir que:

$$\Delta x^k = - \frac{f(x^k)}{\left. \frac{df}{dx} \right|_{x=x^k}} \quad (2.30)$$

e utilizar  $\Delta x$  para obter um melhor valor estimado da raiz por meio da relação

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (2.31)$$

A figura (2.9) mostra a sensibilidade do método dependendo da escolha do valor inicial, onde  $x^{(0)}$  não foi uma boa estimativa inicial, sendo  $x^{(0)}$  uma boa estimativa inicial, pois está mais próxima da raiz convergindo com poucas iterações.



**Figura 2.9** – Dependência do valor inicial no método de *Newton-Raphson*

Estendendo o método de Newton-Raphson para sistemas de  $n$  equações, seja o sistema de equações:

$$\begin{cases} F_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ F_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (2.32)$$

Análogo ao caso unidimensional, expandindo as funções acima série de Taylor em torno de um ponto  $x^k = (x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k)$ , resulta em um sistema de  $n$  séries de Taylor. Desconsiderando os termos de ordem maior, surge um sistema de  $n$  séries de Taylor truncadas no termo de primeira ordem, que pode ser representado na forma matricial:

$$\mathbf{D} = -[\mathbf{J}]\Delta\mathbf{x} \quad (2.33)$$

onde:

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} F_1(x^k) \\ F_2(x^k) \\ \vdots \\ F_n(x^k) \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

$$[\mathbf{J}] = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial F_1}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} & \left. \frac{\partial F_1}{\partial x_2} \right|_{x_2=x_2^k} & \dots & \left. \frac{\partial F_1}{\partial x_n} \right|_{x_n=x_n^k} \\ \left. \frac{\partial F_2}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} & \left. \frac{\partial F_2}{\partial x_2} \right|_{x_2=x_2^k} & \dots & \left. \frac{\partial F_2}{\partial x_n} \right|_{x_n=x_n^k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left. \frac{\partial F_n}{\partial x_1} \right|_{x_1=x_1^k} & \left. \frac{\partial F_n}{\partial x_2} \right|_{x_2=x_2^k} & \dots & \left. \frac{\partial F_n}{\partial x_n} \right|_{x_n=x_n^k} \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

$$\Delta\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix}; \quad \Delta x_i = x_i - x_i^k \quad (2.36)$$

O processo iterativo se inicia a partir de uma solução estimada  $x^k = (x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k)$ , que permite calcular a matriz  $[\mathbf{J}]$  e o vetor  $\mathbf{D}$ . A seguir, calcula-se o vetor  $\Delta x$  através de:

$$\Delta\mathbf{x} = -[\mathbf{J}]^{-1} \mathbf{D} \quad (2.37)$$

Corrige-se a solução estimada com os valores de  $\Delta x$ , utilizando

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \Delta \mathbf{x}^k \quad (2.38)$$

A seguir, calcula-se o novo vetor  $\mathbf{D}$ , a nova matriz  $[\mathbf{J}]$  e recalcula-se o vetor  $\Delta \mathbf{x}$ . Prossegue-se a iteração até que o vetor  $\mathbf{D}$  apresente todas as suas coordenadas inferiores a uma tolerância preestabelecida. Assim, o método iterativo de Newton-Raphson fica descrito na equação abaixo:

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k - [\mathbf{J}^k]^{-1} \mathbf{D}^k \quad (2.39)$$

- **Solução do fluxo de carga pelo método de Newton-Raphson**

A solução do fluxo de carga pelo método de *Newton-Raphson*, é realizada a partir das equações (2.25).

Sabendo-se que os resíduos de potência líquida em cada barra são definidos como:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Ci} - P_{Ti} \quad (2.40a)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} - Q_{Ti} \quad (2.40b)$$

São conhecidos os valores de  $P_i = P_{Gi} - P_{Ci} = P_i^{esp}$  e  $Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} = Q_i^{esp}$  para as barras  $PQ$ , e  $P_i = P_i^{esp}$  e  $V_i = V_i^{esp}$  para as barras  $PV$ , deve-se encontrar  $V_i$  para as barras  $PQ$  e  $\delta_i$  para todas as barras, de modo que  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$  sejam nulos (ou o mais próximo possível de zero). Assim, o problema consiste então em resolver as equações (2.41a) para as barras  $PQ$  e  $PV$ , e as equações (2.41b) para as barras  $PQ$ .

$$P_i^{esp} - V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}) = 0 \quad (2.41a)$$

$$Q_i^{esp} - V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}) = 0 \quad (2.41b)$$

As equações (2.41) podem ser reescritas na forma vetorial como (2.42a) para cada barra  $PQ$  ou  $PV$  e as equações (2.42b) para cada barra  $PQ$ .

$$\Delta \mathbf{P} = \mathbf{P}^{esp} - \mathbf{P}(V_k, \delta_k) = 0 \quad (2.42a)$$

$$\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{Q}^{esp} - \mathbf{Q}(V_k, \delta_k) = 0 \quad (2.42b)$$

Definindo o vetor  $\mathbf{D}$  dos resíduos de potência:

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

E definindo-se o vetor  $\mathbf{x}$  das incógnitas como

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\delta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_{n_{PV}} \\ V_2 \\ \vdots \\ V_{n_{PQ}} \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

Considerando a barra 1 como a de referência, pode-se aplicar o método iterativo de *Newton-Raphson*, que após alguma modificação resulta na equação:

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{\delta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\delta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}^{(k)} + \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.45)$$

Onde:

$$\begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix}^{(k)} = -[\mathbf{J}'^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.46)$$

E, portanto, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{\delta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\delta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}^{(k)} - [\mathbf{J}'^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.47)$$

A equação (2.47) representa o método de Newton-Raphson aplicado ao problema do fluxo de carga.

A matriz  $[\mathbf{J}'^k]$  é a matriz jacobiana das equações (2.42), calculada em cada iteração:

$$\mathbf{J}' = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\delta}} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

Para facilitar a construção da matriz  $[\mathbf{J}']$ , pode-se adotar uma notação alternativa, da equação (2.46) em que se substitui  $\Delta \mathbf{V}$  por  $\Delta \mathbf{V} / \mathbf{V}$ . Assim, tem-se que:



$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \mathbf{V} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}^{(k)} = -[\mathbf{J}^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.49)$$

Logo a matriz jacobiana modificada  $[\mathbf{J}]$  torna-se:

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \delta} & \mathbf{V} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \delta} & \mathbf{V} \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

A equação (2.50) mostra que a matriz jacobiana é composta de quatro submatrizes comumente denominadas  $H$ ,  $M$ ,  $N$  e  $L$  cujos elementos são dados por:

- Para a submatriz  $[H] = \partial \mathbf{P} / \partial \delta$ :

$$H_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = -V_i V_k (G_{ik} \text{sen} \delta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \delta_{ik}) \quad (2.51)$$

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \text{sen} \delta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \delta_{ik}) + V_i^2 B_{ii} \quad (2.52a)$$

$$H_{ii} = Q_i + V_i^2 B_{ii} \quad (2.52b)$$

- Para a submatriz  $[N] = \mathbf{V}(\partial \mathbf{P} / \partial \mathbf{V})$ :

$$N_{ik} = V_k \frac{\partial P_i}{\partial V_k} = -V_i V_k (G_{ik} \text{cos} \delta_{ik} - B_{ik} \text{sen} \delta_{ik}) \quad (2.53)$$

$$N_{ii} = V_i \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = -V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \text{cos} \delta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \delta_{ik}) - V_i^2 G_{ii} \quad (2.54a)$$

$$N_{ii} = -P_i - V_i^2 G_{ii} \quad (2.54b)$$

- Submatriz  $[M] = \partial \mathbf{Q} / \partial \delta$ :

$$M_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = V_i V_k (G_{ik} \text{cos} \delta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \delta_{ik}) \quad (2.55)$$

$$M_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \text{cos} \delta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \delta_{ik}) + V_i^2 G_{ii} \quad (2.56a)$$

$$M_{ii} = -P_i + V_i^2 G_{ii} \quad (2.56b)$$

- Submatriz  $[L] = \mathbf{V}(\partial \mathbf{Q} / \partial \mathbf{V})$ :

$$L_{ik} = V_k \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = -V_i V_k (G_{ik} \text{sen} \delta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \delta_{ik}) \quad (2.57)$$

$$L_{ii} = V_i \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \text{sen} \delta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \delta_{ik}) + V_i^2 B_{ii} \quad (2.58a)$$

$$L_{ii} = -Q_i + V_i^2 B_{ii} \quad (2.58b)$$

Após determinar  $V_i$  e  $\delta_i$  para todas as barras, calcula-se  $P_i$  para a barra de referência e  $Q_i$  para as barras PV e de referência, e desta maneira completando o balanço de potência do sistema, conforme as equações (2.59) e (2.60).

$$P_i = P_{Gi} - P_{Ci} = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \text{cos} \delta_{ik} + B_{ik} \text{sen} \delta_{ik}) \quad (2.59)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \text{sen} \delta_{ik} - B_{ik} \text{cos} \delta_{ik}) \quad (2.60)$$

- **Os Métodos desacoplados**

Os métodos desacoplados estão baseados na fraca interação existente entre a potência reativa  $Q$  e o ângulo da tensão  $\delta$  e entre a potência ativa  $P$  e o módulo da tensão  $V$ . Isto significa que as sensibilidades  $\partial P / \partial \delta$  e  $\partial Q / \partial V$  são mais fortes que as sensibilidades  $\partial P / \partial V$  e  $\partial Q / \partial \delta$ . Este tipo de relação em geral é verificado para redes de transmissão de EAT (extra alta tensão) acima de 230 kV e UAT (ultra alta tensão) acima 750 kV [21].

Assim, fazendo as submatrizes  $[N]$  e  $[M]$  do jacobiano iguais a zero, pode-se escrever a equação (2.49) como duas equações independentes para as potências ativa e reativa:

$$\Delta \delta = -[H]^{-1} \Delta P \quad (2.61)$$

$$\frac{\Delta V}{V} = -[L]^{-1} \Delta Q \quad (2.62)$$

As equações acima ainda estão acopladas, pois  $[H]$  depende de  $V_i$  e  $[L]$  depende de  $\delta_i$ , porém, um desacoplamento matemático é feito no algoritmo de resolução.

- **O método desacoplado rápido**

Este método tem o mesmo algoritmo básico que o método de *Newton-Raphson* desacoplado. A diferença é que no desacoplado rápido são feitas mais simplificações, baseadas

nas propriedades físicas dos sistemas de potência, caracterizadas pelos elementos da matriz susceptância de barra.

A partir das equações (2.61) e (2.62), podemos escrever as equações desacopladas para as potências ativa e reativa:

$$\Delta \mathbf{P} = -[\mathbf{H}] \Delta \boldsymbol{\delta} \quad (2.63)$$

$$\Delta \mathbf{Q} = -[\mathbf{L}] \frac{\Delta \mathbf{V}}{\mathbf{V}} \quad (2.64)$$

Nas equações (2.51), (2.57), (2.52b) e (2.58b), pode-se introduzir as seguintes aproximações:

1.  $\cos \delta_{km} \approx 1$
2.  $B_{km} \gg G_{km} \text{sen} \delta_{km}$
3.  $B_{kk} V_k^2 \gg Q_k$
4.  $V_k \approx 1,0 pu$

As aproximações 1 e 2 são válidas para sistemas em geral, em especial para EAT (extra alta tensão) e UAT (ultra alta tensão) em que as relações  $B_{km} / G_{km} \approx 5$  para linhas de transmissão acima de 230 kV, e  $B_{km} / G_{km} \approx 20$  para as linhas de transmissão de 500 kV.

A aproximação 3 é devido ao fato que as reatâncias shunt são em geral muito maiores que as reatâncias série.

Aplicando estas aproximações nas equações (2.51), (2.57), (2.52b) e (2.58b), obtemos as relações:

$$H_{ik} = L_{ik} = V_i B_{ik} V_k \quad (2.65)$$

$$H_{ii} = L_{ii} = V_i B_{ii} V_i \quad (2.66)$$

Substituindo as equações (2.65) e (2.66) nas equações (2.63) e (2.64), obtêm-se a componente  $i$  dessas equações:

$$\frac{\Delta P_i}{V_i} = - \sum_{k=2}^n B_{ik} \Delta \delta_k \quad (2.67)$$

$$\frac{\Delta Q_i}{V_i} = -\sum_{k=2}^n B_{ik} \Delta V_k \quad (2.68)$$

Para completar o desacoplamento, deve-se realizar as seguintes simplificações:

- Na equação (2.67) desconsiderar no cálculo de  $B_{ik}$  os elementos que afetam os fluxos de reativos, tais como reatâncias shunt e *taps* em fase de transformadores controladores;
- Na equação (2.68) em  $B_{ik}$  os componentes que afetem os fluxos de ativos, tais como *taps* em quadratura de transformadores defasadores.

Com estas simplificações, chega-se à forma final das equações do método desacoplado rápido:

$$\frac{\Delta P}{V} = -[\mathbf{B}'] \Delta \delta \quad (2.69)$$

$$\frac{\Delta Q}{V} = -[\mathbf{B}'' ] \Delta V \quad (2.70)$$

onde:

$[\mathbf{B}']$  é o vetor  $[\mathbf{B}]$  sem as linhas e colunas referentes à barra de referência.

$[\mathbf{B}'' ]$  é o vetor  $[\mathbf{B}]$  sem as linhas e colunas referentes às barras *PV* e de referência.

Assim, os elementos das matrizes  $B'$  e  $B''$  são dados, respectivamente, por:

$$B'_{ik} = -\frac{1}{x_{ik}} \quad (2.71a)$$

$$B'_{ii} = \sum_{k=1}^n \frac{1}{x_{ik}} \quad (2.71b)$$

$$B''_{ik} = -B_{ik} \quad (2.72a)$$

$$B''_{ii} = -B_{ii} \quad (2.72b)$$

### 2.5.2. Controle de tensão nos sistema elétrico de potência

O controle de tensão nos sistemas elétricos de potência tem como principal objetivo manter os módulos das tensões nas barras, dentro de limites mínimo e máximo predefinidos, e caso ocorram violações desses limites, ações de controle são realizadas no sentido de corrigir os desvios. Variações nos módulos das tensões nas barras ocorrem em condições normais de

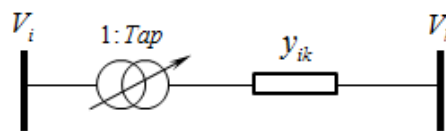
operação devido às variações de carga, ou causadas por contingências, como desligamentos de um ou mais dos elementos que compõe o sistema elétrico de potência. Assim, neste trabalho é apresentada a formulação matemática das ações de controle necessárias para correção do módulo da tensão nas barras do sistema e que podem ser realizadas de dois modos: local e remoto.

### 2.5.2.1. Ações de controle local

As ações de controle local são aquelas executadas no próprio local onde se deseja corrigir a tensão, e que dependendo dos recursos locais disponíveis (equipamentos e margens), podem ser realizadas por meio do ajuste de *taps* dos transformadores variando a tensão no lado secundário, ou injetando potência reativa na barra por meio de banco de capacitores.

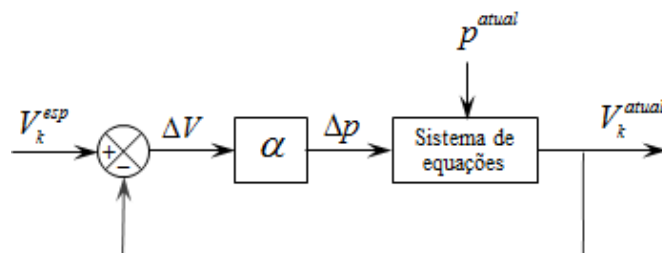
#### a) Ajuste de *tap* de transformadores em fase;

Seja um transformador (em fase) conectado entre duas barras  $i$  e  $k$ , com relação de transformação de  $1:p$  conforme mostrado na figura 2.10.



**Figura 2.10** – Representação de um transformador controlador

A realização do ajuste de *tap* de um transformador deste tipo, é um problema que de modo geral se resume a determinar um parâmetro controlador  $\Delta p$  de modo a ajustar uma grandeza  $V_k^{atual}$  em um valor especificado  $V_k^{esp}$  dentro de uma determinada tolerância, conforme representado no diagrama de blocos da figura 2.11.



**Figura 2.11** – Diagrama de blocos de ajuste de *taps* em fase

Assim é possível alterar a tensão de uma barra ( $V_k^{atual}$ ), fazendo um incremento de *tap* ( $\Delta p$ ) no transformador ao qual a barra está conectada, e dessa maneira alterando os fluxos de reativo ( $MVar$ ) e o módulo da tensão na barra.

A variação de *tap* a ser implantada é calculada como a nova posição de *tap* ( $p^{novo}$ ) menos o atual ( $p^{atual}$ ), que corresponde a diferença entre a tensão desejada ( $V^{esp}$ ) menos a tensão atual ( $V^{atual}$ ), logo tem-se que:

$$\Delta p = p^{novo} - p^{atual} = \pm \alpha (V_k^{esp} - V_k^{atual}) \quad (2.73)$$

Onde:

$p$  é o parâmetro controlador (*tap*  $p$ );

$V_k$  é a grandeza controlada ( $V_i$  ou  $V_j$ );

$\alpha$  é o fator de proporcionalidade (se  $k = j$  então  $(+\alpha)$ , se  $k = i$  então  $(-\alpha)$ )

Adotando para o presente caso  $\alpha = +1$ , a equação (2.73) torna-se:

$$\Delta p = p^{novo} - p^{atual} = V^{esp} - V^{atual} \quad (2.74)$$

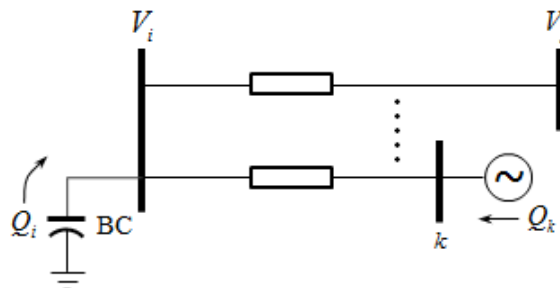
Onde o novo *tap* do transformador a ser ajustado é dado por:

$$p^{novo} = V^{esp} - V^{atual} + p^{atual} \quad (2.75)$$

### b) Injeção de potência reativa em barras PQ.

A injeção de potência reativa para a correção do módulo da tensão é bastante efetiva quando realizada localmente (por banco de capacitores/reatores); no entanto seu efeito diminui significativamente para as barras adjacentes.

Observando a figura 2.12, verifica-se que, se o módulo da tensão na barra ( $V_i$ ), exceder os limites especificados, poderá ter ajustado o seu valor utilizando-se de fontes de potência reativa local ( $Q_i$ ) ou remota ( $Q_k$ ).



**Figura 2.12** – Controle de tensão em barras PQ.

Analisando a ação de controle local, verifica-se que de forma aproximada, pode ser obtido o valor de potência reativa ( $MVAR$ ) a ser injetado em uma barra específica, para a correção do desvio de tensão em relação ao limite de tensão  $V^{lim}$ , por meio da formulação do fluxo de carga desacoplado rápido, que relaciona através da matriz susceptância  $B''$ , as variações de potência reativa com as variações de tensão, conforme expresso na equação (2.70).

$$\frac{\Delta Q}{V} = -[B'']\Delta V \quad (2.70)$$

Onde o desvio de tensão ( $\Delta V$ ) a ser corrigido é representado na equação (2.76), em que  $V^{atual}$  é a tensão que se deseja corrigir.

$$\Delta V = V^{lim} - V^{atual} \quad (2.76)$$

Da equação (2.70) tira-se o desvio de tensão dado por:

$$\Delta V = -[B'']^{-1} \frac{\Delta Q}{V} \quad (2.77)$$

Definindo a sensibilidade como:  $-[B'']^{-1} = S$ , a equação (2.77) resulta em:

$$\Delta V = S \frac{\Delta Q}{V} \quad (2.78)$$

Desprezando as variações de tensão em outras barras, obtém-se a equação:

$$\Delta V_i = S_{ii} \frac{\Delta Q_i}{V_i} \quad (2.79)$$

De onde pode-se obter o valor de  $\Delta Q_i$  a ser injetado na barra  $i$ , para corrigir a tensão  $V_i$ , conforme a equação:

$$\Delta Q_i \cong V_i S_{ii}^{-1} \Delta V_i \quad (2.80)$$

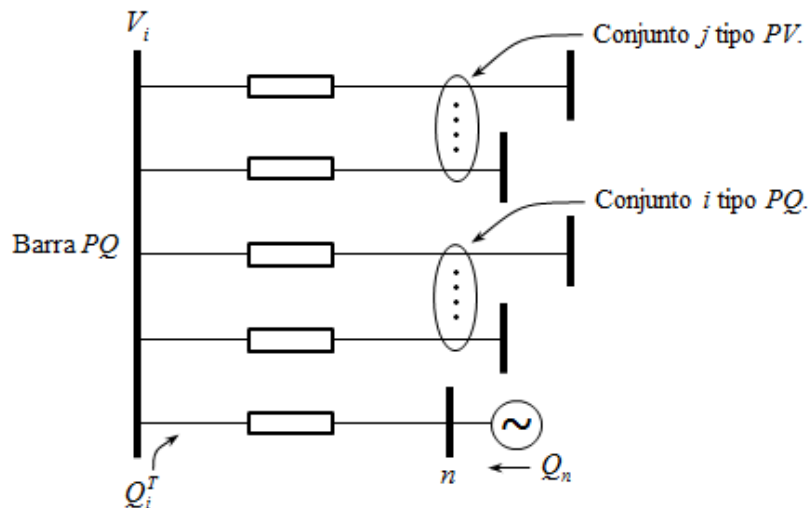
O elemento  $S_{ii}$  que corresponde ao inverso de  $B''_{ii}$ , que é o elemento da diagonal da matriz de susceptância  $B''$  na posição  $i$ , é obtido pela soma de todas as susceptâncias das linhas, transformadores e shunts ligados à barra  $i$ .

### 2.5.2.2. Ações de controle remoto

As unidades geradoras das usinas normalmente são utilizadas para auxiliar na correção das violações dos módulos de tensão que ocorrem na rede elétrica. Esta prática é conhecida como controle remoto, que consiste em que, uma barra de geração ( $PV$ ) é utilizada para regular

a tensão de uma barra de carga ( $PQ$ ), por meio da atuação na referência (*set-point*) dos reguladores automáticos de tensão ( $RAT$ ) das unidades geradoras conectadas a barra  $PV$ . Assim, verifica-se que a ação de controle remoto é realizada à distância da barra que se deseja corrigir a tensão.

No sistema representado na figura 2.13, tem-se a barra  $i$  do tipo  $PQ$ , onde desejamos ajustar o módulo da tensão  $V_i$  por meio de uma ação de controle na barra  $n$  que é do tipo  $PV$ .



**Figura 2.13** – Controle remoto de tensão em barra  $PQ$ .

Considera-se novamente a equação (2.70) do fluxo de carga desacoplado rápido,

$$\frac{\Delta \mathbf{Q}}{\mathbf{V}} = -[\mathbf{B}''] \Delta \mathbf{V} \quad (2.70)$$

Supondo que a barra  $i$  ( $PQ$ ) mostrada na figura 2.13, esteja com tensão fora do limite especificado, e deseja-se corrigir esta tensão através da barra  $n$  do tipo  $PV$ . Para tanto será necessário calcular o valor de correção  $\Delta V_n$  que deverá ser dada na tensão da barra  $PV$ , para obter a variação de tensão  $\Delta V_i$  na barra  $PQ$ , de modo que a tensão  $V_i$  retorne ao limite.

Inicialmente resolve-se a equação (2.70) supondo uma variação de 1,0 pu na tensão da barra  $PV$ , obtendo-se a variação de tensão correspondente na barra  $i$  ( $\Delta V_i$ ).

$$\Delta V_i = [\mathbf{B}'']^{-1} b \quad (2.81)$$

Isso corresponde a resolver o sistema (2.81), com o vetor de constantes  $b$  nulo, exceto na posição  $n$  ( $PV$ ), onde tem o valor 1. Assim a solução de (2.81) retorna o valor de variação da tensão da barra  $PQ$  ( $\Delta V_i$ ) para uma variação de 1,0 pu na tensão da barra  $PV$ .



Também se sabe que o valor requerido de correção ( $\Delta V_i^{req}$ ) da tensão da barra  $PQ$  é dado pelo desvio em relação ao limite violado, ou seja, a equação:

$$\Delta V_i^{req} = V_i^{lim} - V_i^{atual} \quad (2.82)$$

Sabendo que  $\Delta V_n = 1,0 pu$  produz um  $\Delta V_i$  qualquer, e que para  $\Delta V_i^{req}$  será necessário um  $\Delta V_n^{nec}$ , pode-se por uma regra de três concluir que:

$$\Delta V_n^{nec} = \frac{\Delta V_i^{req}}{\Delta V_i} \quad (2.82)$$

E o novo valor de tensão na barra  $n$  ( $V_n^{novo}$ ) é dado por:

$$V_n^{novo} = V_n^{atual} + \Delta V_n^{nec} \quad (2.83)$$

Assim chega-se ao valor de ajuste (*set-point*) de tensão que deverá ser feito na barra  $PV$  para corrigir a tensão  $V_i$  da barra  $PQ$ .

### 2.5.3. Avaliação das margens de segurança estática.

As restrições de operação estabelecem que os limites operacionais do sistema com relação às magnitudes das tensões nodais, aos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores, e as injeções de potência reativa nas barras de geração não podem exceder de um valor predeterminado. A partir dos resultados obtidos com o cálculo de fluxo de potência, é possível identificar quais violações desses limites poderão ocorrer devido às contingências. Se for observada pelo menos uma violação de limite, o sistema é considerado inseguro para aquela contingência simulada, porém na avaliação da segurança estática, não é suficiente conhecer apenas se ocorreu ou não uma violação, mas, é importante calcular as margens de segurança, isto é, o quanto os níveis de tensão nas barras e os fluxos de potência nas linhas de transmissão, transformadores, geradores, etc, possuem de margem de variação com relação aos seus limites nominais em um determinado ponto de operação. Para isso, as margens de segurança para cada limite operacional definido para os elementos do sistema, deverão ser calculadas para verificar quais as grandezas estão na iminência de entrar na região de restrição de operação (*estado inseguro*), e assim permitir que ações de controle preventivo possam ser tomadas para evitar condições operacionais inaceitáveis.

Para melhor caracterizar as restrições de operação, serão descritos a seguir como elas se apresentam nos principais componentes de um sistema elétrico de potência.

**a) Restrição de Geração** – Sabendo que a potência elétrica entregue por uma unidade geradora conectada a um sistema elétrico é dada por:

$$S_{Gi} = \sqrt{P_{Gi}^2 + Q_{Gi}^2} \quad (2.84)$$

Onde:

$S_G$  :potência aparente gerada na barra  $i$  (MVA).

$P_{Gi}$  :potência ativa gerada na barra  $i$  (MW).

$Q_{Gi}$  :potência reativa gerada na barra  $i$  (MVAr).

Considerando que a potência  $S_G$  não poderá exceder um valor máximo  $S_{Gi\ max}$ , esta restrição pode ser dada pela desigualdade:

$$S_{Gi\ max}^2 \geq P_{Gi}^2 + Q_{Gi}^2 \quad (2.85)$$

A máxima potência ativa que uma unidade geradora pode fornecer, está limitada principalmente por considerações térmicas de circulação de corrente no estator e no rotor, além da máxima potência mecânica da máquina primária (turbina ou motor). A mínima potência também é um fator limitador (restrição) para as unidades geradoras tanto hidráulicas quanto térmicas, por questões relacionadas a operação da máquina primária em potência ativa abaixo do limite recomendado pelos fabricantes. Portanto a potência ativa gerada  $P_{Gi}$  deverá obedecer aos limites estabelecidos pela desigualdade:

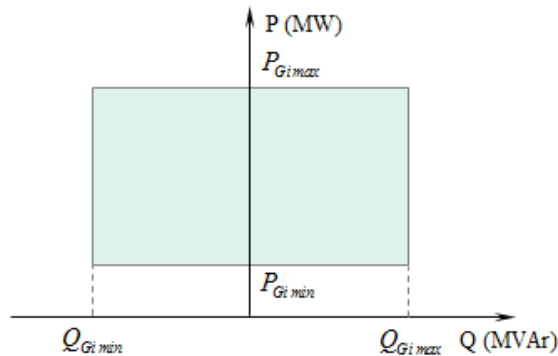
$$P_{Gi\ min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi\ max} \quad (2.86)$$

Da mesma forma, a máxima e mínima potência reativa que um gerador poderá fornecer ou absorver está limitada pelo sobreaquecimento do rotor e estator, e pelo limite de estabilidade do gerador. Portanto, a potência reativa gerada  $Q_{Gi}$  deverá atender aos limites definidos pela desigualdade:

$$Q_{Gi\ min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi\ max} \quad (2.87)$$

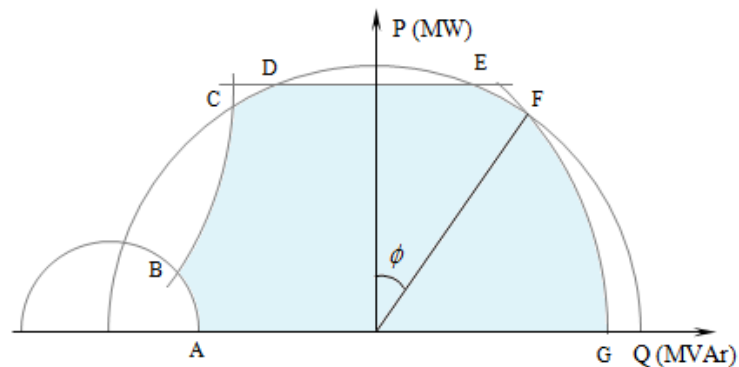
Se os limites utilizados nessas restrições forem considerados fixos e independentes entre si, estas restrições equivalem a se especificar uma região de operação para o gerador do tipo da representada na figura 2.14, ou seja, uma região retangular [24].

Em situações práticas, esta aproximação poderá levar a erros inaceitáveis, de operar em regiões que violem de limites do gerador, pois, a região de operação permissível é mais complexa que um retângulo.



**Figura 2.14** – Limites aproximados de geração de potências ativa e reativa

A Figura 2.15 representa uma região permissível de operação, chamada curva de capacidade. Este exemplo é de um gerador síncrono de pólos lisos com todos os seus limites operacionais identificados.



**Figura 2.15** – Curva de capacidade de um gerador síncrono (polos lisos).

Onde os seguimentos ABCDEFG representam:

- AB: Mínima corrente de excitação (rotor)
- BC: Limite de estabilidade
- CD e EF: Máxima corrente de estator
- DE: Máxima potência mecânica (máquina primária)
- FG: Máxima corrente de excitação (rotor)

**b) Restrição de Linha de transmissão** – O fluxo de potência ativa e reativa de uma linha de transmissão é limitado pela sua capacidade térmica ( $i^2 t$ ), relacionada ao fluxo de corrente, e é representado pela desigualdade:

$$S_{LT} \leq S_{LT \max} \quad (2.88)$$

Ou ainda em termos dos fluxos de potência ativa e reativa:

$$S_{LT\ max}^2 \geq P_{LT}^2 + Q_{LT}^2 \quad (2.89)$$

Onde:

$S_{LT\ max}$  limite máximo de potência aparente da linha em MVA.

$P_{LT}$  fluxo de potência ativa que flui pela linha em MW.

$Q_{LT}$  fluxo de potência reativa que flui pela linha em MVar.

**c) Restrição de transformador** – Assim como para a linha de transmissão, o fluxo de potência ativa e reativa de um transformador de potência é limitado pela capacidade de máximo sobreaquecimento de seus enrolamentos, e é representado pela desigualdade:

$$S_T \leq S_{T\ max} \quad (2.90)$$

Ou ainda em termos de fluxo de potência ativa e reativa:

$$S_{T\ max}^2 \geq P_T^2 + Q_T^2 \quad (2.91)$$

Onde:

$S_{T\ max}$  limite máximo de potência aparente do transformador (MVA).

$P_T$  fluxo de potência ativa que flui pelo transformador (MW).

$Q_T$  fluxo de potência reativa que flui pelo transformador (MVar).

**d) Restrição de tensão nas barras** – O módulo da tensão nas barras do sistema elétrico poderão variar dentro de uma faixa de limites máximo e mínimo, de acordo com a desigualdade:

$$V_{i\ min} \leq V_i \leq V_{i\ max} \quad (2.92)$$

Onde:

$V_i$  módulo da tensão na barra  $i$  (kV).

$V_{i\ max}$  limite máximo de tensão na barra  $i$  (kV).

$V_{i\ min}$  limite mínimo de tensão na barra  $i$  (kV).

Esta restrição impõe uma faixa de variação para o módulo de tensão, como por exemplo  $\pm 5\%$ , podendo estes limites ser violados somente em casos de extrema necessidade de operação do sistema.

#### 2.5.4. Cálculo das margens de segurança estática.

Conhecidos os limites operacionais impostos pelas restrições de operação, é necessário realizar o cálculo das margens de segurança estática com relação, ao carregamento das linhas de transmissão, transformadores e geradores e os módulos das tensões nas barras do sistema. A margem de segurança, aqui tratada, representa a “distância” entre o ponto de operação considerado do sistema e a fronteira da região segura, isto é, os limites máximos e mínimos. O cálculo da margem de segurança estática será realizado a partir dos resultados da execução do fluxo de carga com o software Anarede do CEPTEL.

*a) Margem de segurança de carregamento de gerador ( $M_{S_{Gi}}$ )* – O limite máximo de carregamento que um gerador suporta foi definido na inequação (2.85). Para calcular as margens de segurança para a potência ativa, utiliza-se somente a restrição do limite máximo, pois a restrição de potência ativa mínima não afeta a segurança estática do sistema. Para a potência reativa, torna-se necessário o cálculo das margens de segurança tanto para o limite mínimo (subexcitação) quanto para o limite máximo (sobrecarga).

A partir da inequação (2.86), pode-se calcular a margem de segurança de potência ativa máxima como:

$$M_{P_{Gi\ max}} = \frac{P_{Gi\ max} - P_{Gi}}{P_{Gi\ max}} [pu] \quad (2.93)$$

Similarmente de acordo com a inequação (2.87), para a potência reativa gerada a margem de segurança para o limite máximo será:

$$M_{Q_{Gi\ max}} = \frac{Q_{Gi\ max} - Q_{Gi}}{Q_{Gi\ max}} [pu] \quad (2.94)$$

Para o limite mínimo tem-se:

$$M_{Q_{Gi\ min}} = \frac{Q_{Gi} - Q_{Gi\ min}}{Q_{Gi\ min}} [pu] \quad (2.95)$$

*b) Margem de segurança de carregamento de linha de transmissão ( $M_{S_{LTI}}$ )* – O limite máximo de carregamento que uma linha de transmissão suporta foi definido na inequação (2.88). O cálculo da margem de segurança para a potência aparente da linha é dado por:

$$M_{S_{LTi}} = \frac{S_{LTi\max} - S_{LTi}}{S_{LTi\max}} [pu] \quad (2.96)$$

c) *Margem de segurança de carregamento de transformador* ( $M_{S_{Ti}}$ ) – O limite máximo de carregamento que um transformador suporta foi definido na inequação (2.90). O cálculo da margem de segurança para a potência aparente do transformador é dado por:

$$M_{S_{Ti}} = \frac{S_{Ti\max} - S_{Ti}}{S_{Ti\max}} [pu] \quad (2.97)$$

d) *Margem de segurança do módulo de tensão* ( $M_{Vi}$ ): É a distância entre o ponto atual de operação e os limites mínimos e máximos pré-definidos de tensão na barra conforme definidos na inequação (2.92):

As margens de segurança para o limite mínimo de tensão na barra é dado por:

$$M_{V_{i\min}} = \frac{V_i - V_{i\min}}{V_{i\min}} [pu] \quad (2.98)$$

Para o limite máximo temos que:

$$M_{V_{i\max}} = \frac{V_{i\max} - V_i}{V_{i\max}} [pu] \quad (2.99)$$

O cálculo das margens de segurança realizado para cada cenário de operação do sistema elétrico, isto é, para as contingências, permitirá que os operadores dos centros de controle disponham de uma ferramenta de grande ajuda para a tomada de decisão em tempo real, das ações de controle preventivo necessárias que garantam uma operação no estado seguro.

## Capítulo 3 – Técnicas de Mineração de Dados e Descoberta de Conhecimento

### 3.1. Introdução

O desenvolvimento das tecnologias de informação ocorrido nas últimas décadas, fez com que as organizações acumulassem grande quantidade de dados que foram coletados e armazenados durante a execução de seus diversos processos. Esses dados, quase sempre esquecidos em seus arquivos, se forem analisados poderão revelar informações importantes sobre os fenômenos envolvidos nos processos e que poderão ser utilizadas para dar suporte à tomada de decisão no ambiente organizacional.

A análise desses dados para extrair informações úteis, porém, tem se mostrado muito difícil de ser realizada, pois muitas vezes, as ferramentas e as técnicas tradicionais de análise de dados não podem ser usadas devido ao tamanho do conjunto ser muito grande, e em muitos casos, a natureza não trivial dos dados inviabiliza a aplicação de abordagens tradicionais, mesmo nos casos em que o conjunto de dados seja relativamente pequeno [25].

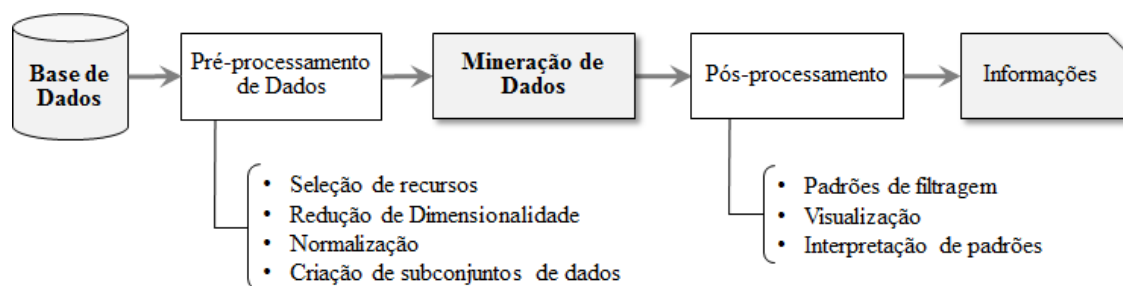
A Mineração de Dados (*Data Mining*) é uma tecnologia que combina métodos tradicionais de análise de dados com algoritmos sofisticados para processar grandes volumes de dados. Ela também abriu oportunidades interessantes para se explorar e analisar novos tipos de dados e para se analisar tipos antigos de novas maneiras [25].

### 3.2. Mineração de Dados e Descoberta de Conhecimento

De acordo com [25], a mineração de dados é o processo de descoberta automática de informações úteis em grandes depósitos de dados. As técnicas de mineração de dados são organizadas para agir sobre grandes bases de dados com o objetivo de descobrir padrões úteis que poderiam de outra forma, permanecer ignorados

A mineração de dados é uma das etapas da Descoberta de Conhecimento em Base de Dados (*KDD – Knowledge Discovery in Databases*), que é um processo mais amplo de transformação de dados brutos em informações úteis. Este processo é formado por várias etapas de transformação, iniciando com o pré-processamento dos dados até o pós-processamento dos

resultados da mineração de dados, disponibilizando as informações úteis, conforme representado na figura 3.1.



**Figura 3.1.** Processo de KDD, adaptado de [25]

Na etapa de pré-processamento os dados brutos de entrada são transformados em um formato apropriado para análises. Essa transformação pode incluir: fusão de dados de várias fontes, limpeza para remoção dos ruídos e dados duplicados e a seleção de dados e características relevantes à tarefa de mineração de dados. A etapa de pré-processamento é a mais trabalhosa e demorada de ser realizada do processo de KDD.

Na etapa de mineração de dados, são aplicadas nos dados já pré-processados, a técnica adequada de mineração de dados, que envolve o ajuste do modelo e a determinação das características dos dados. A escolha da melhor técnica, depende do resultado que se quer obter e do tipo de dados que se está sendo utilizado.

A etapa de pós-processamento consiste na interpretação dos padrões descobertos e a sua análise para atender os objetivos propostos que sejam úteis para a tomada de decisão dos processos da organização.

### 3.2.1. Tarefas de Mineração de Dados

A mineração de dados é geralmente classificada pela sua capacidade de realizar determinadas tarefas. Essas tarefas podem ser divididas em duas categorias principais: Tarefas Descritivas e Tarefas Preditivas.

**Tarefas Descritivas** – Tem como objetivo derivar padrões, tais como: correlações, tendências, grupos, trajetórias e anomalias, que representem os relacionamentos descobertos na base de dados. As tarefas descritivas da mineração de dados são muitas vezes exploratórias em sua natureza e frequentemente requerem técnicas de pós-processamento para validar e explicar os resultados. As tarefas Descritivas mais utilizadas são: Análise de associação, Análise de grupos e detecção de anomalias.



**Tarefas Preditivas** – Essas tarefas tem como objetivo prever o valor de um determinado atributo, baseado nos valores dos outros atributos. O atributo cujo valor se deseja descobrir é conhecido como variável dependente ou alvo, enquanto que os atributos usados para fazer a predição são chamados de variáveis independentes ou explicativas. Assim as tarefas preditivas consistem em se construir um modelo para uma variável alvo como função das variáveis explicativas. As tarefas preditivas podem ser divididas em: **Classificação**, que é usada para variáveis alvo discretas e **Regressão**, para variáveis alvo contínuas.

A tarefa de classificação é uma abordagem para construção de modelos classificadores a partir de conjuntos de dados. Um conjunto de dados de entrada (dados de treino) com rótulos conhecidos é usado para a construção do modelo. Após o modelo ser gerado, um outro conjunto de dados (dados de teste) sem rótulos é usado para os testes, onde o modelo deverá rotular estes dados corretamente. Finalmente, o modelo construído e testado pode ser utilizado.

As principais técnicas de classificação utilizadas atualmente são: Árvores de Decisão, Classificadores baseados em regras, Bayesianos, Redes Neurais Artificiais, Máquinas de Vetor de Suporte.

Neste trabalho é utilizada a técnica de árvore de decisão, por apresentar uma maior facilidade de interpretação dos resultados dos modelos, se comparado às outras técnicas, pois as árvores de decisão podem ser facilmente transformadas em um conjunto de regras de classificação de fácil entendimento e utilização.

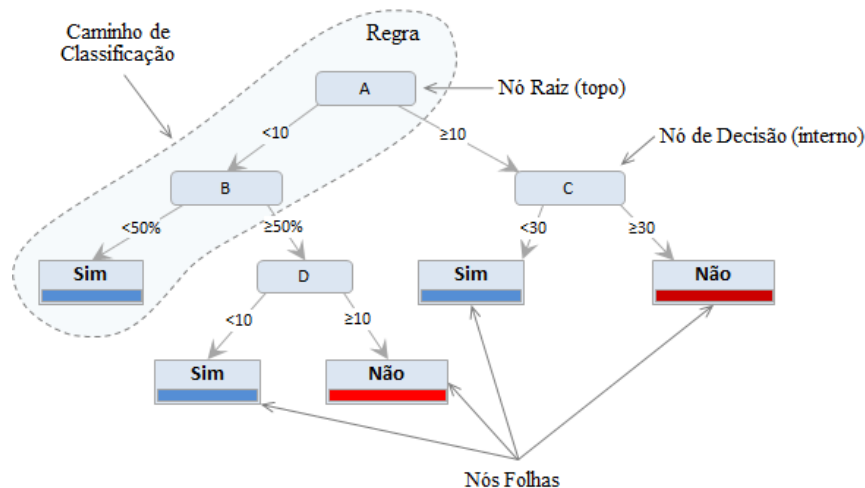
### 3.2.2. Árvore de decisão

As árvores de decisão são algoritmos de classificação de dados no ambiente da Mineração de Dados como descrito no item 3.2. E tem como uma importante característica a função de particionar de modo recursivo um conjunto complexo de dados, até que cada subconjunto assim obtido contenha apenas os casos de uma única classe possibilitando uma melhor análise. Após a construção da árvore de decisão, os resultados obtidos, são formados por dados organizados de maneira simples e de fácil entendimento e podem servir como importante ferramenta para tomada de decisão. Os primeiros classificadores baseados em árvore de decisão surgiram no final da década de 50, a partir do trabalho de Hunt, onde foram apresentados vários experimentos para indução de regras. Posteriormente, foi desenvolvido o algoritmo CART (*Classification And Regression Trees*) por Breiman *et al.* (1984), e Quinlan (1986) desenvolveu o algoritmo ID3 (*Iterative Dichotomiser 3*) e como seus sucessores surgiram os algoritmos C4.5 (1993) [26].

As árvores de decisão são construídas com base no modelo hierárquico *top-down*, isto é, do nó raiz em direção às folhas. Embora haja diferenças na forma de realizar os passos, os algoritmos utilizam a técnica de dividir para conquistar. Esta técnica está baseada nas sucessivas divisões do problema estudado em vários subproblemas de menores dimensões, até que seja encontrada uma solução mais simples para cada um dos problemas.

Uma árvore de decisão é essencialmente uma série de declarações *if-then*, que quando aplicados a um registro de uma base de dados, resultam na classificação daquele registro. A figura 3.2 representa um exemplo de uma árvore hipotética, e é constituída dos seguintes elementos:

- Raiz: é o nó do topo da árvore.
- Nós: são todos os elementos que estão conectados por ramos;
- Ramos: Ligações entre nós;
- Folhas: são os últimos nós da árvore e representam as classes do conjunto de dados.



**Figura 3.2** – Exemplo de uma árvore de decisão.

No exemplo da figura 3.2, os nós da árvore são representados pelos nomes dos atributos A, B, C e D dispostos na árvore de acordo com o seu nível de informação. Saindo dos nós tem-se os ramos de ligação onde são testados os valores dos atributos correspondentes, até chegar à classificação final nos nós folhas que representam as diferentes classes a que pertence o dado. A classificação ocorre seguindo o caminho que vai do nó raiz até as folhas, conforme indicado na área em destaque da figura 3.2, onde o atributo denominado A tem valor  $< 10$  e o atributo B valor  $< 50\%$ .

Resumidamente pode-se afirmar que sobre uma árvore de decisão:

- Cada nó interno representa um teste em um atributo;
- O ramo que sai de um nó interno representa o resultado do teste no atributo;
- A folha da árvore representa um rótulo de classe (*Sim/Não*);
- Uma nova observação é classificada seguindo um caminho na árvore, da raiz até a folha;

Da análise da estrutura do exemplo da figura 3.2, nota-se que é possível extrair regras do tipo “*if-then*” para uma melhor compreensão e interpretação dos resultados. As regras de decisão seguem de acordo com o trajeto dos nós sucessivos até um nó folha com a sua respectiva classe atribuída e geralmente essas regras são utilizadas juntamente com a árvore, em alguns casos as regras substituem as árvores de decisão [26]. Assim, podem ser derivadas as seguintes regras para o exemplo em questão:

- *If*  $A < 10$  e  $B < 50\%$  *Then* Sim.
- *If*  $A < 10$  e  $B \geq 50\%$  e  $D < 10$  *Then* Sim.

Devem ser aplicados testes em todos os nós definidos e um conjunto de exemplos, para que seja escolhido o caminho a percorrer na árvore durante o processo de classificação. Os resultados destes testes dependem da natureza dos atributos, que podem ser numéricos, categóricos ou simbólicos. Deve-se utilizar apenas um nó para cada teste, pois, isso torna a árvore bem mais simples.

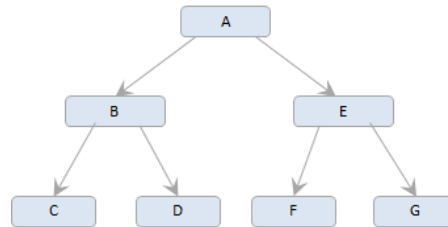
### 3.2.2.1. Indução de Árvores de Decisão

O processo de construção das árvores de decisão é chamado de indução, onde a abordagem mais comum para indução é particionar recursivamente, conjuntos de exemplos, classificados até que um critério de parada seja encontrado. Um critério comum de parada que pode ser usado, é quando todos os exemplos de uma ligação são da mesma classe [27].

Para realizar o processo de indução de árvore de decisão é utilizada a estratégia *top-down*, onde inicia a geração da árvore a partir do nó raiz, percorrendo os ramos até o próximo nó interno. Este processo de indução pode ser realizado de duas maneiras distintas, conforme descritas a seguir:

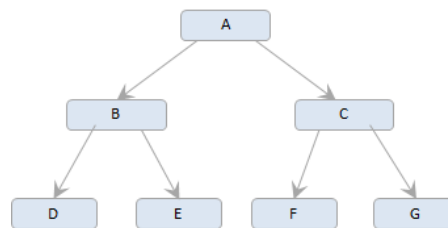
- a) *Por profundidade* – Conforme mostrado na figura 3.3, a partir de um nó inicial, é feita ligação até um novo nó, caso este nó não seja uma folha, é acrescentada uma nova ligação e um novo nó, e assim sucessivamente. Quando chegar a uma folha,

retornar até o nó que gerou a folha e acrescentar um novo ramo e um novo nó. Caso novamente não seja possível adicionar um novo nó, retornar até o nó que seja possível incluir uma nova ligação. O processo termina somente quando todos os caminhos terminarem por uma folha e nenhum nó for encontrado.



**Figura 3.3** – Indução de árvore de decisão por profundidade

- b) *Por largura* – Faz todas as ligações de um nó chegando a novos nós, e para cada nó resultante, o critério é testado e uma folha ou novos nós são adicionados, e assim, até que não haja nenhum nó a ser testado. Este método de indução não retorna ao nó raiz. A figura 3.4, mostra o processo de indução por largura.



**Figura 3.4** – Indução de árvore de decisão por largura

### Critérios para seleção de atributos

No processo de indução de uma árvore de decisão, a escolha correta do atributo definirá o sucesso do algoritmo de indução. Vários critérios foram desenvolvidos para escolha do melhor atributo que poderá ser utilizado em um nó. Este critério verifica cada atributo candidato e seleciona aquele que maximiza (ou minimiza) alguma função heurística sobre os subconjuntos [27].

Entre os vários critérios para escolha de um atributo candidato a nó, vamos abordar neste trabalho dois deles, que são: o *Ganho de Informação* e o *Critério de Gini*. O critério de ganho de informação está fundamentado em uma medida conhecida como *Entropia*.

Desenvolvida por Quinlan, em 1993, a entropia pode ser definida como a medida de informação calculada pelas probabilidades de ocorrência de eventos individuais ou combinados. Pode-se afirmar que a entropia é uma medida do grau de impureza em um conjunto

arbitrário de amostras, ou seja, é a medida da desordem de um conjunto de amostras. O critério da entropia mede a quantidade de informação necessária para codificar a classe do nó [26], [27].

Dado um atributo classe  $A$ , de um conjunto de amostras  $S$ , em que  $A$  pode assumir  $v_i$  valores de classes diferentes, então a entropia de  $A$  relativa a esta classificação é definida como:

$$Entropia(A) = -\sum_{i=1}^m p_i \log_2 p_i \quad (3.1)$$

onde  $m$  é o número total de classes e  $p_i = p(A=v_i)$  é a probabilidade do atributo classe  $A$  ser igual à classe cujo índice é  $i$ , isto é, a proporção do número de amostras com valor  $v_i$  em relação ao número total de amostras de  $S$ .

Quanto maior a entropia de um atributo, mais uniforme é a distribuição dos seus valores. Entropia igual a zero significa que ocorreu apenas uma classe no conjunto de dados, e será igual a um se o número de amostras de cada classe for igual. Para uma entropia próxima de zero, indica que as classes são pouco uniformes.

**Critério do Ganho de Informação** – O ganho de informação é dado pela soma das entropias individuais menos a entropia conjunta, sendo uma medida de correlação entre duas variáveis. É uma propriedade estatística que mede como um determinado atributo separa as amostras de treinamento de acordo com sua classificação [26].

A construção de uma árvore de decisão visa reduzir o valor da entropia. A medida do ganho de informação representa a redução esperada na entropia de um atributo preditivo, considerando que o atributo classe já foi determinado. No processo de construção da árvore, o atributo que possuir o maior ganho de informação deve ser colocado como nó raiz da árvore, pois será este atributo que fornecerá a maior redução na entropia, possibilitando a classificação dos dados de forma mais rápida.

Para poder determinar o valor do ganho de informação devem ser realizados os seguintes cálculos:

- Calcular a entropia conjunta, isto é, para todo o conjunto de dados;
- Calcular a entropia individual para cada atributo do conjunto de dados.

Considere um conjunto de amostras, contendo um atributo classe definido como  $A$  e um dos atributos preditivo definido como  $B$ . O ganho de informação ( $GI$ ) do atributo preditivo  $B$  é definido como sendo a diferença entre a entropia do atributo classe  $A$  ( $Entropia(A)$ ) menos a

entropia condicional do atributo preditivo  $B$ , tendo sido definido o valor do atributo classe  $A$  ( $Entropia(B|A)$ ). O ganho de informação será dado por (3.2).

$$GI(B, A) = Entropia(A) - Entropia(B|A) \quad (3.2)$$

Onde o segundo termo da equação é a entropia condicional, definida como a entropia de um atributo preditivo  $B$ , sendo conhecido o atributo classe  $A$ , é dada por:

$$Entropia(B|A) = - \sum_{i=1}^m p_i \cdot Entropia(B|A=v_i) \quad (3.3)$$

onde  $m$  é o número total de classes do conjunto de amostras,  $B$  é o atributo preditivo que está sendo considerado.  $A$  é o atributo classe assumindo o valor  $v_i$ . O termo  $Entropia(B|A=v_i)$  é a entropia do atributo preditivo  $B$  sendo dado o valor do atributo classe  $A=v_i$ .

$$Entropia(B|A=v_i) = - \sum_{i=1}^m p(B|A=v_i) \log_2 p(B|A=v_i) \quad (3.4)$$

onde  $m$  é o número de classes que o atributo classe  $A$  pode assumir,  $p(B|A=v_i)$  é a probabilidade condicional do atributo  $B$ , isto é, a proporção dada pela razão entre o número de exemplos de  $B$  com  $A=v_i$  e o número total de amostras na classe  $A=v_i$ .

**Crítério de Gini** – Este método desenvolvido por *Breiman*, em 1998, visa minimizar a impureza de cada nó. Onde a impureza do nó é máxima quando todas as classes possuem igual distribuição e mínima quando existe apenas uma classe. Considerando um conjunto de dados  $S$ , que contém  $n$  registros, cada um com uma classe  $A$ , o índice *Gini* de  $S$  é dado pela equação (3.5),

$$Gini(S) = 1 - \sum_{i=1}^m p_i \left[ \frac{A}{n} \right]^2 \quad (3.5)$$

Onde:

$p_i$  - é a probabilidade relativa da classe  $A$  em  $S$ .

$n$  - é o número de registros em  $S$ .

$m$  - é o número de classes.

Se  $S$  for particionado em dois subconjuntos  $S_1$  e  $S_2$ , um para cada ligação, o índice *Gini* dos dados particionados será dado pela equação (3.6),

$$Gini(S|A) = \frac{n_1}{n} Gini(S_1) + \frac{n_2}{n} Gini(S_2) \quad (3.6)$$

Onde:

$n_1$  - é o número de exemplos de  $S_1$ .

$n_2$  - é o número de exemplos de  $S_2$ .

### 3.2.2.2. Algoritmos para indução de árvore de decisão

A tecnologia que possibilitou o aparecimento das árvores de decisão foi desenvolvida pelo Professor *R. Quinlan* (Universidade de Sidney). Em 1983 ele elaborou o algoritmo chamado *ID3* (*Iterative Dichotomiser 3*) [26]. A seguir um breve resumo das características dos algoritmos *ID3*, *CART* e *C4.5*.

O algoritmo *ID3* avalia a informação contida nos atributos segundo o seu ganho de informação. O atributo mais importante, (com o maior valor de ganho de informação) é colocado na raiz e, de forma *top-down*, a árvore é construída recursivamente. Se um atributo classifica perfeitamente um conjunto de treinamento o algoritmo pára; senão ele opera recursivamente nos subconjuntos particionados para conseguir o melhor atributo. Uma forte limitação do algoritmo *ID3* é que ele não trabalha com atributos do tipo contínuo [28].

O algoritmo *CART* tem como principais características a grande capacidade de gerar árvores de decisão de dimensões reduzidas, elevado desempenho, e com grande capacidade de generalização.

A árvore induzida é baseada na técnica recursiva de divisão binária. O processo binário consiste em que cada nó é dividido em dois subconjuntos e à medida que se percorre a árvore, do nó raiz até as folhas, são respondidas questões simples como sim ou não. A recursividade ocorre a cada subconjunto gerado, até que não seja mais possível efetuar partições da árvore. Neste algoritmo a escolha do atributo é feito normalmente pelos critérios de ganho de informação ou *Gini*.

Outro algoritmo muito utilizado na indução de árvore de decisão, é o *C4.5*. Durante o processo de indução da árvore de decisão no *C4.5*, os atributos categóricos podem ser particionados de duas maneiras: um ramo distinto a cada valor do atributo ou a formação de agrupamentos de valores em vários conjuntos. Para as partições efetuadas com base em atributos contínuos é utilizado o método de pesquisa exaustiva do ponto de divisão, gerando árvores binárias. Neste algoritmo a escolha do atributo pode ser feita pelo critério de ganho de informação [28].

## Capítulo 4 - Projeto do sistema baseado em árvore de decisão para avaliação da segurança estática.

No presente capítulo é apresentada uma proposta de metodologia para realização da avaliação da segurança estática de sistemas elétricos de potência baseada na técnica de árvore de decisão, onde inicialmente, é mostrado o desenvolvimento das etapas de preparação da base de dados, bem como a construção das árvores de decisão, com apresentação de uma aplicação para validação da metodologia em um sistema elétrico real.

### 4.1. Considerações sobre a metodologia

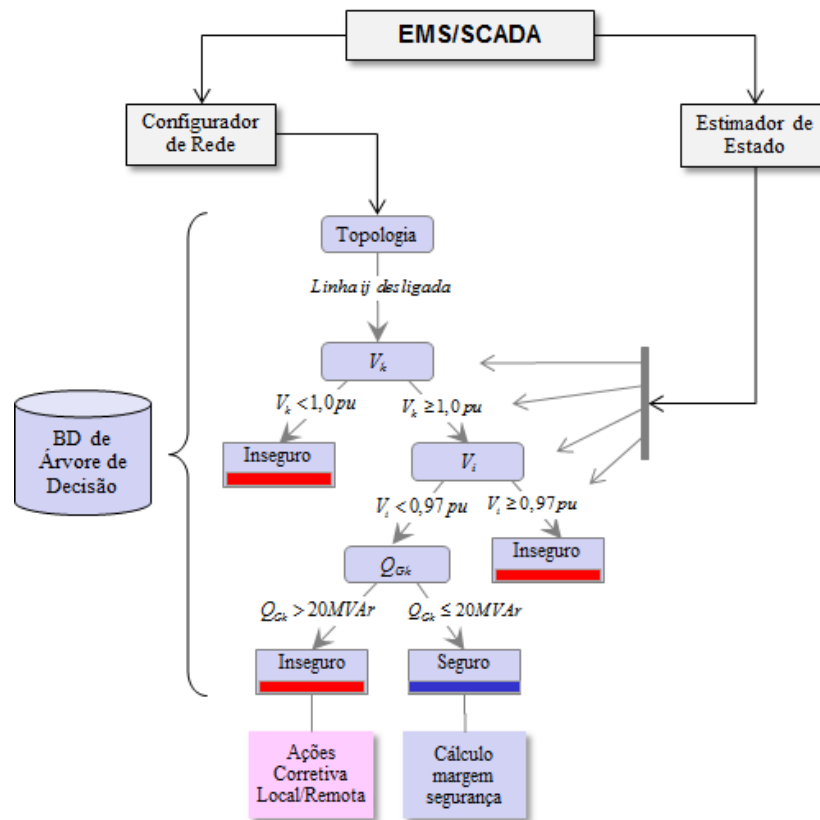
A finalidade básica da utilização da técnica de árvore de decisão, é a obtenção de um modelo de classificação para predição da segurança estática de sistemas elétricos, classificando-o como *seguro* ou *inseguro*, de acordo com a existência ou não de violações dos limites de tensão nas barras e carregamento dos principais equipamentos que o compõe. Para realizar esta tarefa, é necessário que sejam usados os atributos próprios do sistema elétrico tais como, o módulo da tensão nas barras, as potências ativa e reativa dos geradores, o fluxo de potência ativa e reativa nas linhas e transformadores. Na construção da árvore de decisão, serão identificados os atributos críticos que afetam de maneira mais direta a segurança do sistema elétrico. O complexo processo de classificação é convertido pela árvore de decisão em instruções lógicas do tipo “*if-then*”, em termos dos limites dos atributos de entrada.

O modelo da árvore de decisão, utilizado neste trabalho, tem uma estrutura binária com dois tipos de nós, que são o nó interno com dois sucessores e o nó terminal sem qualquer sucessor. Para cada nó terminal, também conhecido como folha, um resultado de classificação será atribuído em termos da classe majoritária do objetivo, que pode ser *seguro* ou *inseguro*. O processo de classificação inicia a partir do nó raiz e finaliza em um nó terminal, que por sua vez fornece o resultado da classificação.

Para ser utilizado como uma ferramenta de avaliação da segurança estática em um centro de controle de um sistema elétrico de potência é necessária que seja feita a integração com o sistema de supervisão e controle existente. A figura 4.1 representa como essa integração poderá ser realizada, constituindo-se em uma poderosa ferramenta de suporte a tomada de decisão pela operação em tempo real.



A partir dos dados adquiridos do configurador de redes e do estimador de estados, ambos integrados ao sistema *EMS/SCADA*, do centro de controle do sistema, o modelo da árvore de decisão classifica de maneira rápida se o sistema é *seguro* ou *inseguro* do ponto de vista estático. O modelo de classificação do estado do sistema, é construído a partir da formação de uma extensa base de dados (*BD*) de Árvore de Decisão, contemplando as diversas contingências e configurações de carga do sistema, resultantes das simulações realizadas por meio do uso de um software de mineração de dados, que neste caso usa-se o *RapidMiner*, que utiliza algoritmos de árvore de decisão. Após a classificação, realizada por este processo, caso o sistema esteja no estado *seguro*, é realizado o cálculo das margens de segurança do sistema para o ponto de operação em tempo real atual, indicando a robustez do sistema. O conhecimento dessas margens permitirá avaliar com maior precisão a habilidade do sistema elétrico para enfrentar possíveis situações de contingências futuras e continuar operando em um estado normal de operação.



**Figura 4.1** – Modelo de avaliação da segurança estática *on-line* usando *DT*.

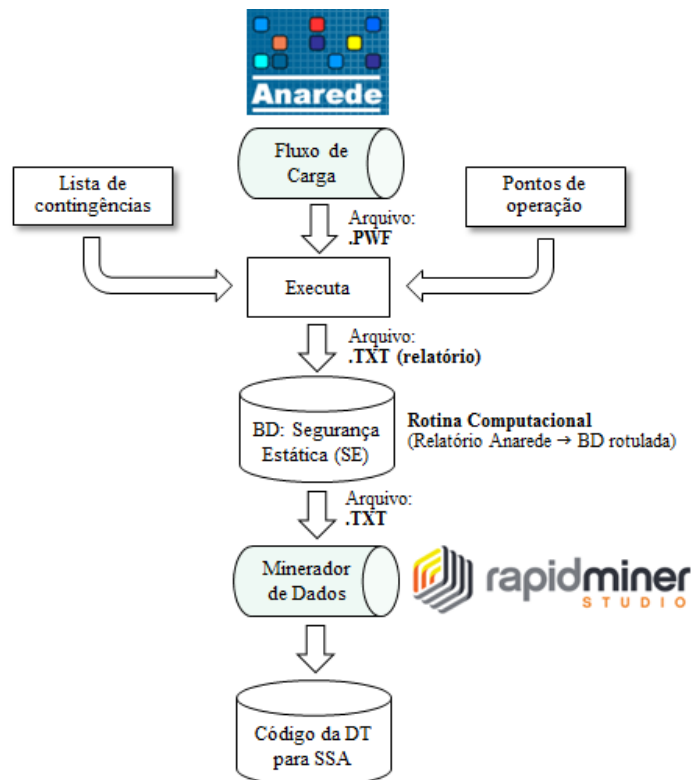
Se o sistema elétrico passar do estado *seguro* para outros estados, como por exemplo, o de *emergência*, como mostrado na figura 2.1, ações de controle corretivo serão realizadas, onde serão adotadas prioritariamente ações locais, como injeção e/ou retirada de reativos por meio do chaveamento de banco de capacitores, mudanças de *tap* de transformadores. No caso do sistema elétrico não dispor de equipamentos instalados localmente e com margem suficiente

para executar as correções necessárias, deverão ser empregadas ações de controle remoto por meio do ajuste na tensão de referência dos reguladores automáticos de tensão (*RAT*) dos geradores e/ou compensadores síncronos, a fim de fornecer suporte remoto de reativos a regiões ou barras adjacentes que estejam com as tensões violadas. A formulação matemática para o cálculos das ações de controle local e remoto e das margens de segurança estão descritas nas seções 2.5.2 e 2.5.4 respectivamente.

O grande potencial de aplicação do modelo baseado em árvore de decisão é a utilização das regras críticas contidas nos ramos da árvore, que podem fornecer as diretrizes para tomada de decisão na correta adoção de ações de controle corretivo ou preventivo, que deverão ser realizadas pela operação em tempo real.

#### 4.2. Modelo para indução das Árvores de Decisão

Para que seja possível a avaliação da segurança estática em tempo real, baseada na metodologia aqui proposta, é necessário que a base de dados (*BD*) disponível para avaliação, conforme a estrutura apresentada na Figura 4.2, contenha todas as contingências e patamares de carga possíveis que o sistema elétrico poderá vir a operar.



**Figura 4.2** – Fluxograma de geração do código da árvore de decisão

Assim, para a criação do *BD* das árvores de decisão deverão ser realizadas as etapas que consistem basicamente em: elaborar uma lista das contingências possíveis, definir os pontos de operação que serão avaliados para cada contingência (*N-I*) e com o uso de programas e rotinas específicas gerar os códigos de árvore de decisão correspondentes a cada contingência avaliada. A figura 4.2, mostra o fluxo adotado para execução das etapas de criação desta base de dados que será utilizada para avaliação da segurança estática em tempo real.

#### **4.2.1. Seleção de Contingências**

As contingências são as alterações que ocorrem nas redes de energia elétrica modificando o seu estado operativo, e são resultantes do desligamento de geradores, linhas de transmissão, transformadores, elementos shunts e cargas. As contingências podem ser simples, para o caso de desligamento de apenas um elemento da rede (*N-I*), ou múltiplas, quando ocorre desligamento de vários elementos combinados. As contingências têm efeitos estáticos e dinâmicos, porém neste trabalho, nos interessa conhecer os efeitos das contingências relacionados apenas ao aspecto da segurança estática, onde é necessário saber se após uma contingência, quando todos os efeitos transitórios tenham cessado, a distribuição de fluxos nos elementos da rede, não estão causando sobrecargas nos principais equipamentos ou violações nos níveis de tensão nas barras do sistema.

Nesta etapa deverá ser realizada a seleção e a elaboração de uma lista com todas as contingências possíveis na configuração do sistema na topologia completa (*N*) e em contingência com desligamento de um elemento da rede de cada vez (*N-I*).

#### **4.2.2. Escolha dos pontos de operação do sistema**

Para garantir um melhor desempenho da ferramenta de avaliação da segurança estática com o uso de árvore de decisão, é importante que a base de dados contenha uma quantidade suficiente de pontos de operação, isto é, vários patamares de carga, distribuídos em torno de um determinado ponto de operação real do sistema elétrico estudado, e que possa suportar variações nas suas condições operacionais. Neste trabalho, a base de dados para simulação do sistema, será formada por um conjunto de cenários operativos, a partir da adoção de diversos patamares de carga escolhido a partir de uma curva de carga típica do sistema em estudo, e de contingências em operação *N-I*. Estes patamares de carga são estabelecidos de forma que para cada contingência, são gerados 98 casos, sendo um caso base da contingência e mais 97 casos para diversos patamares de carga distribuídos em  $\pm 5\%$  em torno desse ponto de operação.

### 4.2.3. Execução do fluxo de carga

A geração da base de dados para criação das árvores de decisão será realizada por meio da execução do fluxo de carga com o uso do programa Anarede do CEPTEL [29], e de uma rotina auxiliar desenvolvida em linguagem *C++ Builder* que será utilizada para a criação de um arquivo .PWF, sendo que este arquivo, consiste de um conjunto de cenários operacionais, que contém as contingências a serem analisados, abrangendo todas as topologias  $N$  e  $N-1$  para diversos patamares de carga a partir do caso base.

O arquivo .PWF gerado pela rotina, será utilizado para a execução automática do fluxo de carga, via o programa Anarede, para todos os cenários possíveis, definidos para análise. Como resultado da execução do fluxo de carga, é gerado um relatório de saída do Anarede, em um arquivo no formato .TXT.

### 4.2.4. Rotulação da base de dados

Os nós terminais (folhas) das árvores de decisão contém o resultado da classificação do conjunto de atributos, que para a aplicação na avaliação da segurança estática assumirá uma das duas classes, *seguro* ou *inseguro*. Estas folhas correspondem a subconjuntos que poderão conter total ou parcialmente, uma das duas classes, porém para cada folha corresponde apenas um rótulo que indica a classificação do seu subconjunto.

Como critério para rotulação da base de dados podem ser adotadas as restrições de desigualdade, descritas no Capítulo 2 (item 2.5.3), onde estas restrições representam os limites físicos relacionados à capacidade térmica de geração e transmissão de potência dos componentes da rede ou limites operacionais relacionados com aspectos de segurança da operação do sistema. Para efeito de simplificação, neste trabalho, a rotulação dos casos simulados, nas classes *seguro* ou *inseguro*, levará em conta apenas as violações dos limites de tensão nas barras do sistema.

Para realizar a rotulação dos casos simulados das contingências, será utilizada uma rotina, desenvolvida em linguagem *C++ Builder* onde o relatório de saída do Anarede na extensão .TXT será utilizado para criar a base de dados rotulada, também na extensão .TXT, para avaliação da segurança estática, a qual é constituída por atributos numéricos (os módulos das tensões nas barras, as potências ativas e reativas, etc.), de atributos simbólicos (topologia do sistema) e do rótulo (*seguro* ou *inseguro*). O arquivo .TXT assim gerado, está pronto para ser utilizado para a criação dos códigos das árvores de decisão, via o programa de mineração de dados, *RapidMiner*.

**Tabela 4.1** – Atributos para classificação do estado do sistema

Atributos	Tipo barra	Limite de Segurança	Classificação do Estado
Tensão nas barras ( $V_i$ )	PV, PQ	Se $V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$	Seguro
		Se $V_i < V_i^{min}$ ou $V_i > V_i^{max}$	Inseguro
Potência Ativa Gerada ( $P_{Gi}$ )	PV	Se $P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}$	Seguro
		Se $P_{Gi} < P_{Gi}^{min}$ ou $P_{Gi} > P_{Gi}^{max}$	Inseguro
Potência Reativa Gerada ( $Q_{Gi}$ )	PV	Se $Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}$	Seguro
		Se $Q_{Gi} < Q_{Gi}^{min}$ ou $Q_{Gi} > Q_{Gi}^{max}$	Inseguro

#### 4.2.5. Definição dos atributos para a base de dados

A escolha dos atributos a serem utilizados para compor a base de dados usada para a criação das árvores de decisão, não é uma tarefa simples, pois, todas as variáveis do sistema, que tem influência na segurança estática, podem ser adotadas, tais como as tensões nas barras de geração e carga, as potências ativas e reativas, os *taps* de transformadores, etc. Além disso, variações topológicas, tais como conexão ou desconexão de reatores e capacitores, partida/parada de unidades geradoras, chaveamento de linha e redução ou aumento de carga pode ser considerado como atributos candidatos. Por outro lado, o número de atributos afeta diretamente o tamanho da base de dados, e por esta razão, é desejável manter um número o menor possível [05].

Para tornar a estrutura das árvores de decisão mais fácil de ser compreendida, possibilitando que as ações de controle preventivo ou corretivo em um ambiente de tempo real, sejam claramente identificáveis nas regras de decisão para cada contingência analisada, foram adotados neste trabalho como atributos numéricos os módulos das tensões nas barras, as potências ativas e reativas, como atributos simbólicos a topologia do sistema e do rótulo a classe *seguro* ou *inseguro*, conforme resumido na tabela 4.2.

**Tabela 4.2** – Tipos de atributos adotados

Tipo de atributo	Variável do Sistema
Numérico	$V_i, P_{Gi}, Q_{Gi}, P_{Ti}, Q_{Ti}, P_{Li}, Q_{Li}$
Simbólico	Topologia $N$ e $N-1$
Rótulo	<i>Seguro</i> ou <i>Inseguro</i>

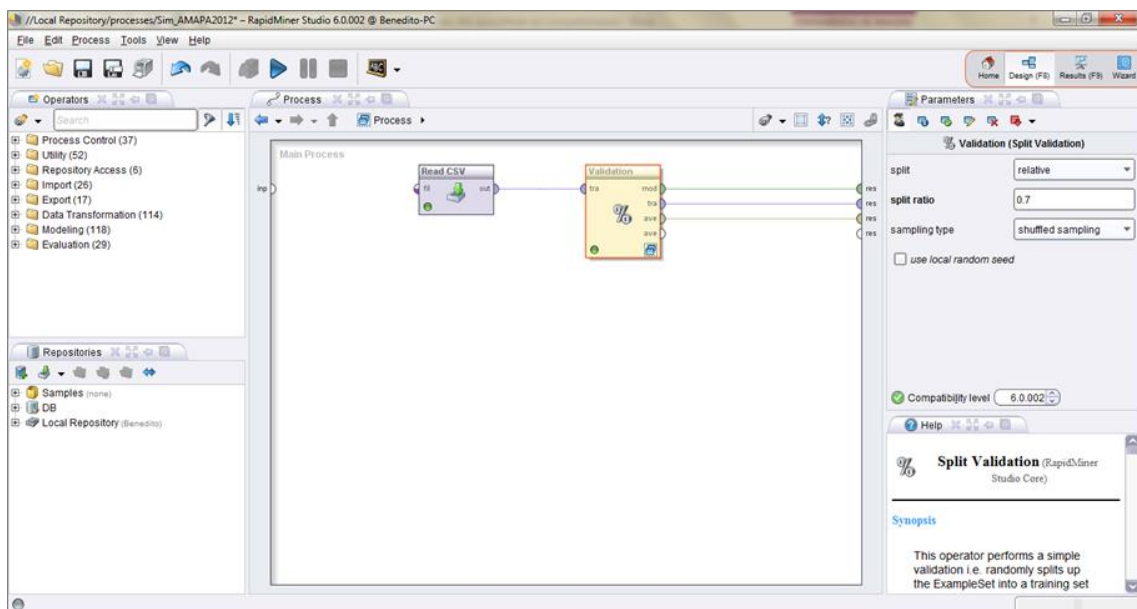
#### 4.2.6. Indução das Árvores de Decisão (Treinamento e Teste)

O programa *RapidMiner* [30] foi utilizado para realizar a tarefa de classificação por meio da mineração de dados, utilizando a árvore de decisão. Esta tarefa foi realizada a partir da

base de dados (extensão .TXT), gerada nas simulações do fluxo de carga executado pelo Anarede.

O *RapidMiner* é uma ferramenta *Open-Source* que fornece um ambiente visual para realização de processos de *data mining*. Esta ferramenta apresenta várias funcionalidades que estão disponíveis aos usuários sob a forma de operadores, como por exemplo, classificação, associação, agrupamentos, seleção de atributos, testes e validações, funções de tratamentos de dados e diversas outras.

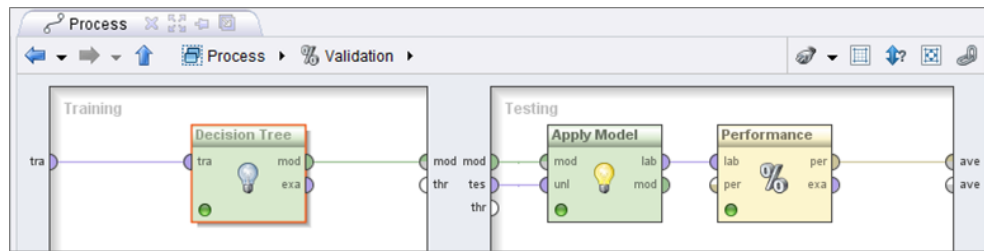
A construção do modelo de indução de árvore de decisão no *RapidMiner*, é realizada conectando-se os blocos com as funções necessárias para o processo, cuja configuração final utilizada neste trabalho, está mostrada nas figuras 4.3 e 4.4.



**Figura 4.3** – Processo de indução de árvore de decisão no *RapidMiner*.

Na figura 4.3, o bloco do operador *Validation* realiza a tarefa de treinamento e teste da árvore de decisão, recebendo como entrada o arquivo .TXT que contém a base de dados inserida por meio do operador *Read CSV (Comma-Separated Values)*.

O operador *Validation* possui duas fases: *Training* (treinamento) e *Testing* (teste), conforme mostrada na figura 4.4. Na primeira fase de *Training* é escolhido o algoritmo de aprendizagem, que para este caso é o operador *Decision Tree*, que será usado para aprender um modelo de classificação. Na segunda fase, são necessários dois operadores: *Apply Model* que aplica o modelo a cada exemplo do conjunto de teste para obter a classe predita e o operador *Performance* que permite calcular uma série de medidas de desempenho do classificador [31].



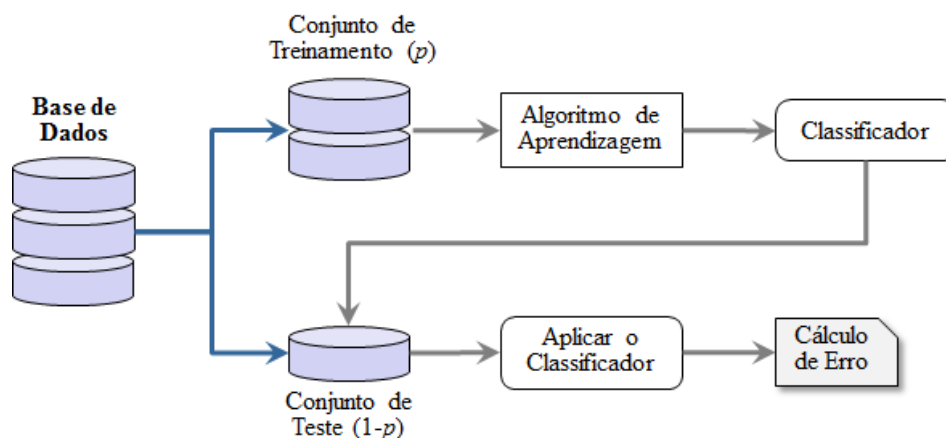
**Figura 4.4** – Subprocesso *Validation* com etapas *Training* e *Testing*.

#### 4.2.6.1. Avaliação da qualidade do classificador

Um algoritmo de aprendizagem deve ser avaliado levando-se em consideração o seu desempenho, ou seja, a capacidade de generalização naqueles exemplos que não foram usados para construir o classificador. Como não dispomos dois conjuntos de dados para realizar as tarefas de treinamento e teste, uma técnica utilizada consiste em particionar o conjunto de dados disponível em dois conjuntos, sendo um conjunto de treino: exemplos que são usados pelo algoritmo de aprendizagem para induzir o classificador e um conjunto de teste: exemplos que são usados para estimar a taxa de erro.

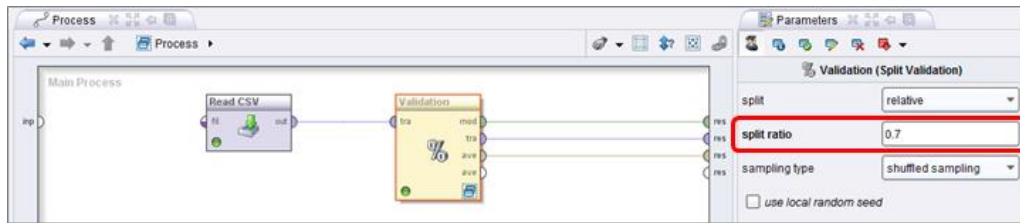
Existem vários métodos para estimar a taxa de erro e que são baseados em diferentes partições do conjunto de dados, porém neste trabalho utilizaremos o método *HoldOut* por ser um método adequado para uso em uma grande base de dados [31].

O Método *HoldOut* particiona a base de dados em dois conjuntos, sendo uma parte fixa  $p$  para treinamento e um conjunto de teste  $(1-p)$  para avaliar o desempenho, como por exemplo calcular taxa de erro do classificador [32]. A figura 4.05 mostra processo do método *HoldOut*.



**Figura 4.5** – Método *HoldOut* [31]

Normalmente se utiliza a partição considerando o conjunto de treinamento  $p > 0,5$ , porém neste trabalho foi utilizado no *RapidMiner* o valor de  $p = 0,7$  [32], conforme mostrado na figura 4.6.



**Figura 4.6** – Partição da base de dados no *RapidMiner*

O operador *Performance* da fase *Testing* permite calcular as medidas de desempenho do classificador, apresenta o seu resultado sob uma forma de matriz chamada de *Matriz de Confusão*. A matriz de confusão, mostrada na tabela 4.2, é usada como uma indicação das propriedades de uma regra de classificação, e contém o número de elementos que foram corretamente ou incorretamente classificados para cada classe. Na sua diagonal principal estão os números de casos que foram corretamente classificados para cada classe; os elementos fora da diagonal indicam o número de casos que foram classificados incorretamente. Uma das vantagens da matriz de confusão é que é fácil de ver se o classificador está confundindo duas classes (uma rotulação inadequada de uma classe como outra) [33].

**Tabela 4.3** – Matriz de Confusão

Matriz de Confusão		Classe Real	
		Seguro	Inseguro
Classe Predita	Seguro	PV	PF
	Inseguro	NF	NV

Para cada caso do conjunto de teste, é comparada a classe real para a classe que foi atribuída pelo classificador treinado. Um exemplo positivo (*seguro*) ou negativo (*inseguro*) que está corretamente classificado é chamado de um positivo verdadeiro (PV) ou negativo verdadeiro (NV), um exemplo positivo ou negativo que é classificado incorretamente é chamado de negativo falso (NF) ou positivo falso (PF). Estes números são organizados na matriz de confusão mostrada na tabela 4.2, onde podemos definir que:

- *Positivo verdadeiro (PV)*: Casos classificados como “seguro” que são verdadeiramente “seguro”.
- *Positivo falso (PF)*: Casos classificados como “seguro” que são da classe “inseguro”.



- *Negativo Verdadeiro (NV)*: Casos classificados como “*inseguro*” e são verdadeiramente “*inseguro*”.
- *Negativo Falso (NF)*: Casos classificados como “*inseguro*” que são da classe “*seguro*”.

A matriz de confusão resultante da classificação executada pelo *RapidMiner* apresenta o cálculo de alguns índices de desempenho que são úteis para avaliação da qualidade da classificação. São eles:

*Accuracy* indica a taxa de acerto, que é a relação entre os casos classificados corretamente para qualquer classe ( $PV+NV$ ), com relação a todos os casos existentes. Classificação correta significa casos em que o valor do atributo de classificação é igual ao valor do atributo rótulo.

$$Accuracy = \frac{PV + NV}{PV + PF + NV + NF} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

*Class Precision* indica a precisão de classe, que é a relação entre os casos classificados corretamente para uma classe com relação a todos os que foram classificados para essa classe.

$$Class\ Precision\ (PV) = \frac{PV}{PV + PF} \cdot 100\% \quad (4.2)$$

$$Class\ Precision\ (NV) = \frac{NV}{NV + NF} \cdot 100\% \quad (4.3)$$

*Class Recall* indica a taxa de cobertura (sensibilidade), que é a relação entre os casos classificados corretamente para uma classe com relação a todos os casos que deveriam ser classificados para essa classe.

$$Class\ Recall\ (PV) = \frac{PV}{PV + NF} \cdot 100\% \quad (4.4)$$

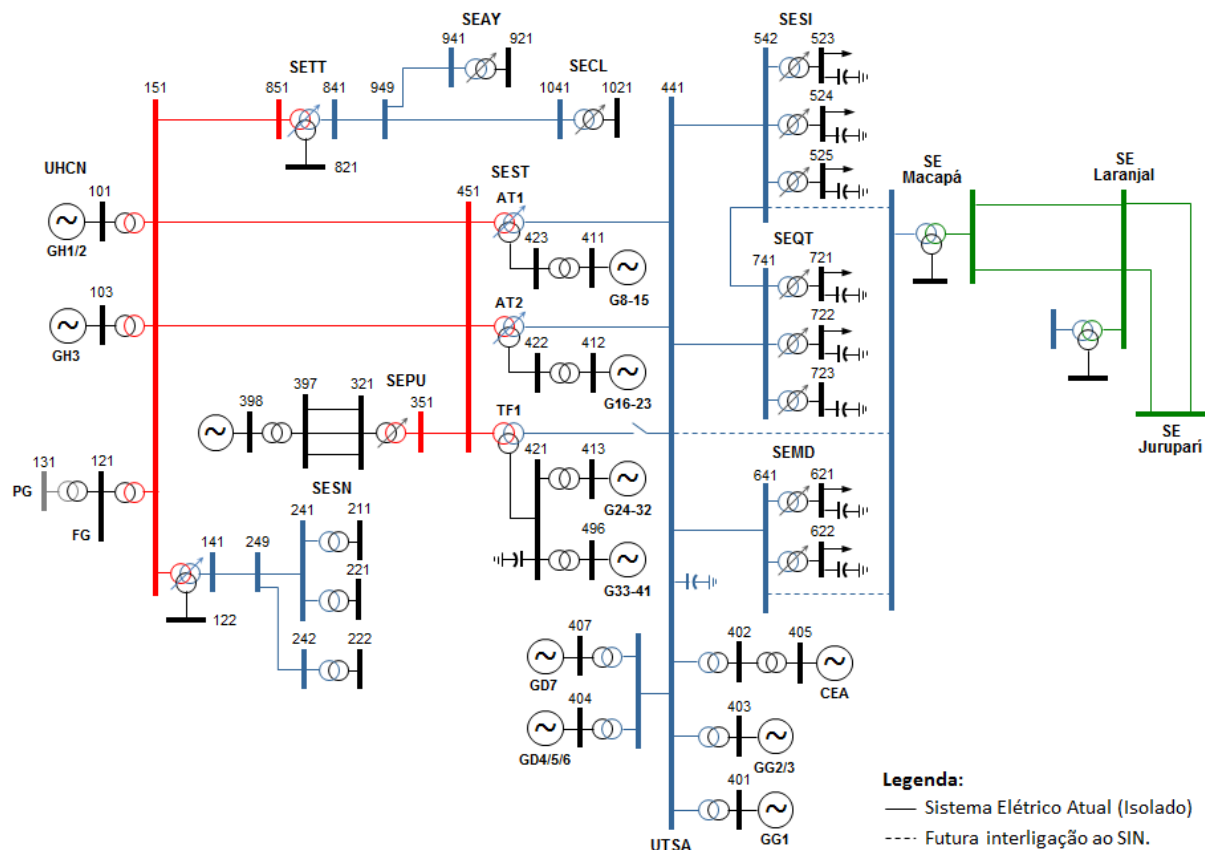
$$Class\ Recall\ (NV) = \frac{NV}{PF + NV} \cdot 100\% \quad (4.5)$$

Estes índices serão calculados e analisados para verificação da qualidade da classificação para cada simulação realizada no estudo de caso.

## Capítulo 5 - Estudo de caso

### 5.1. O sistema elétrico do Amapá

Para demonstração da técnica de indução de árvore de decisão, com a análise do impacto das principais variáveis de controle que afetam a segurança estática de sistemas elétricos de potência, serão apresentados os resultados da aplicação da metodologia em um modelo real do Sistema elétrico do Amapá (isolado do *SIN*). Este sistema é operado pela Eletrobras Eletronorte, e é composto por 51 barras, 17 linhas de transmissão, 12 geradores equivalentes e 32 transformadores, conforme diagrama unifilar mostrado na figura 5.1.



**Figura 5.1** – Diagrama unifilar do Sistema Elétrico do Amapá.

O sistema Amapá, de natureza hidrotérmica, é composto por unidades geradoras hidráulicas (turbina *Kaplan*) e térmicas (turbina à gás e motor diesel). Em função de sua natureza, a operação do sistema ao longo do ano, é fortemente influenciada pelo período de baixa hidraulicidade na UHE Coaracy Nunes (UHCN), onde a potência instalada de 78MW, só é possível de ser utilizada plenamente nos meses de janeiro a setembro, sendo que nos meses de outubro a dezembro a vazão do Rio Araguari, onde a usina está instalada, é reduzida a níveis

críticos, tendo como consequência a limitação da capacidade de geração da usina. Durante este período de baixa hidraulicidade a base de geração se desloca para as unidades geradoras térmicas da UTE Santana (UTSA).

A Usina Hidrelétrica Coaracy Nunes está conectada à Subestação de Santana (SEST), que é a principal subestação do sistema Amapá, por meio de dois circuitos de linhas de transmissão de 138 kV, com 108 km de extensão, e a geração térmica está concentrada em vários blocos de geração na Usina Térmica de Santana e próximo à Subestação Portuária (SEPU). A tabela 5.1 mostra os dados de potência ativa de todas as unidades geradoras que compõe o sistema elétrico do Amapá.

A carga do sistema Amapá está distribuída entre 10 subestações para atender aos consumidores, onde a maior parte dessa carga está concentrada na região da capital Macapá, que é atendida pelas subestações Santa Rita (SESI), Macapá II (SEMD) e Equatorial (SEQT) e representam aproximadamente 73% de toda demanda de carga do sistema.

**Tabela 5.1** – Dados de potências das Unidades Geradoras.

Usina	Código Operacional	Barra	Potência Unidade Geradora (MW)			
			Quantidade	Nominal	Instalada	Efetiva
UHE Coaracy Nunes	CNUGH-01/02	101	02	24,00	48,00	48,00
	CNUGH-03	103	01	30,00	30,00	30,00
UTE Santana	SAUGG-01	401	01	18,00	18,00	16,00
	SAUGG-02/03	403	02	18,00	36,00	32,00
	SAUGD-04/05/06	404	03	15,70	47,10	42,00
	SAUGD-07	407	01	15,70	15,70	14,00
	SYUGD-08 a 15	411	08	1,50	12,00	10,50
UTE SoEnergy	SYUGD-16 a 23	412	08	1,50	12,00	10,50
	SYUGD-24 a 32	413	09	1,50	13,50	12,00
	SYUGD-33 a 41	496	09	1,50	13,50	12,00
UTE Aggreko I	AGUGD-01	405	26	0,92	23,92	23,92
UTE Aggreko II*	AGUGD-02	398	25	0,92	23,00	23,00
<b>Total</b>					<b>292,72</b>	<b>273,92</b>

Para os propósitos deste estudo de caso foram considerados dois pontos de operação do sistema para representar os carregamentos em diferentes horários de suprimento da demanda. Estes pontos de operação foram escolhidos visando representar nas simulações para formação da base de dados, cenários reais de operação do sistema, considerando as seguintes condições operacionais [34]:

- *Carga pesada*: corresponde a máxima demanda noturna de carga do sistema;
- *Carga leve*: as cargas nas subestações do sistema correspondem a aproximadamente 66% das cargas do cenário de carga pesada noturna.

A modelagem das cargas do sistema para a execução do fluxo de carga no *Anarede*, considerou os seguintes parâmetros para as potências ativa e reativa:

- *Potência Ativa*: 70% impedância constante e 30% potência constante.
- *Potência Reativa*: 100% impedância constante.

A distribuição das cargas em todas as 11 subestações, está representada na tabela 5.02, que contempla os dados para os cenários de carga pesada e leve, onde a carga leve representa 66% da carga pesada noturna. Para ambos os cenários, foi considerada a geração em período de alta hidraulicidade, isto é, com as unidades geradoras da UHE Coaracy Nunes operando com 100% de disponibilidade (78MW), sendo que a complementação da geração necessária para atender as cargas, suprida pelas unidades geradoras térmicas, da UTE Santana.

**Tabela 5.2** – Carga por subestação dos cenários de carga pesada e leve

Subestação	Nível Tensão (kV)	Cenário de Carga			
		Leve		Pesada	
		P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
SESI-Santa Rita	13,8	36,4	18,7	40,3	20,7
SEMD-Macapá II	13,8	29,0	14,1	48,4	23,4
SEQT-Equatorial	13,8	32,4	13,8	54,0	23,0
SEPU-Portuária	13,8	9,2	4,0	15,4	6,6
SEST-Santana	13,8	13,2	6,0	22,0	10,0
SEAY-Amapá	13,8	0,8	0,5	1,4	0,8
SECL-Calçoene	13,8	1,0	0,5	1,7	0,8
SETT-Tartarugalzinho	13,8	1,3	0,6	2,1	1,0
SECY-Porto Grande	34,5	3,5	1,8	5,8	3,9
SECY-Ferreira Gomes	13,8	1,6	1,0	2,7	1,7
SECY-Serra do Navio	13,8	2,9	1,4	4,7	2,3
<b>Total</b>		<b>131,3</b>	<b>62,4</b>	<b>198,5</b>	<b>94,2</b>

## 5.2. Controle de tensão no sistema elétrico do Amapá

Como já definido no item 4.2.4, a rotulação dos casos simulados, de acordo com as classes *seguro* ou *inseguro*, levará em conta apenas as violações dos limites de tensão nas barras do sistema. Os módulos das tensões nas barras devem, em condições normais de operação, ou em contingência, permanecer dentro da faixa de  $0,95pu \leq V_i \leq 1,05pu$ , de suas respectivas tensões nominais. Para manter os níveis de tensão, em regime permanente, dentro destes limites, o controle de tensão do sistema elétrico é executado pelos operadores do sistema de tempo real, a partir das informações dos valores atuais dos módulos das tensões em todas as barras e da topologia do sistema, que estão disponíveis no Sistema de Supervisão e Controle (SSC), do centro de operação.

As ações de controle que podem ser realizadas para correção das tensões nas barras, são do tipo controle local e remoto, conforme foram descritas na seção 2.5.2. Essas ações deverão ser executadas sempre que o resultado da árvore de decisão indicar um estado *inseguro* para a contingência, porém se ao contrário, for indicado um estado *seguro*, serão calculadas as Margens de Segurança de acordo com o que foi apresentado na seção 2.5.4, para avaliar o quão seguro o sistema se encontra para suportar as contingências que poderão ocorrer em um próximo instante, tais como, desligamento ou religamento de elementos do sistema, ou mesmo as variações de carga que ocorrem durante a operação normal.

Na definição das ações de controle corretivo que deverão ser adotadas, é importante saber, quais os recursos de controle de tensão que estão disponíveis, bem como a sua localização nas diversas instalações. A tabela 5.3, apresenta todos os recursos de controle de tensão que estão disponíveis nas instalações, por barra, do sistema elétrico do Amapá.

**Tabela 5.3** – Recursos de controle de tensão sistema elétrico do Amapá

<b>Instalação</b>	<b>Barra</b>	<b>Equipamento de Controle de Tensão</b>
UHE Coaracy Nunes	101/103	Regulator Automático de Tensão (CNUGH-01/02/03)
UTE Santana	401/403	Regulator Automático de Tensão (SAUGG-01/02/03)
	404/407	Regulator Automático de Tensão (SAUGD04/05/06/07)
UTE SoEnergy	411/412/413	Regulator Automático de Tensão (SYUGD-08 a 32)
	496	Regulator Automático de Tensão (SYUGD-33 a 41)
UTE Aggreko I	405	Regulator Automático de Tensão (AGUGD-01)
UTE Aggreko II*	398	Regulator Automático de Tensão (AGUGD-02)
SESI-Santa Rita	542-523/524/525	LTC (13,8 kV) – 3 Transformadores (69/13,8 kV)
	523/524/525	6 BC: 2 x 3,6 MVar em cada barra (13,8 kV)
SEMD-Macapá II	641-621/622	LTC (13,8 kV) – 2 Transformadores (69/13,8 kV)
	621/622	2 BC: 1 x 3,6 MVar em cada barra (13,8 kV)
SEQT-Equatorial	741-721/722/723	LTC (13,8 kV) – 3 Transformadores (69/13,8 kV)
	721/722/723	9 BC: 3 x 3,6 MVar em cada barra (13,8 kV)
SEPU-Portuária	351-321	LTC (13,8 kV) – 1 Transformador (138/13,8 kV)
SEST-Santana	451-441-422/423	LTC (69 kV) – 2 Autotransformadores (138/69/13,8 kV)
	441	1 BC: 1 x 10,7 MVar na barra 441 (69 kV)
	421	3 BC: 3 x 3,6 MVar na barra 421 (13,8 kV)
SEAY-Amapá	941-921	LTC (13,8 kV) – 1 Transformador (69/13,8 kV)
SECL-Calçoene	1041-1021	LTC (13,8 kV) – 1 Transformador (69/13,8 kV)
SETT-Tartarugalzinho	851-841-821	LTC (69 kV) – 1 Autotransformador (138/69/13,8 kV)
SECY-Serra do Navio	151-141-122	LTC (69 kV) – 1 Autotransformador (138/69/13,8 kV)

### 5.3. Considerações importantes sobre o controle de tensão no sistema elétrico do Amapá

O sistema elétrico do Amapá possui dispositivos e equipamentos, mostrados na tabela 5.03, que atuam tanto local quanto remotamente, no controle dos níveis das tensões nas barras. Os controles realizados por esses dispositivos e equipamentos, são suficientes para garantir que os módulos das tensões sejam mantidos dentro dos limites da faixa operativa ( $0,95pu \leq V_i \leq 1,05pu$ ) para qualquer que seja o cenário de carga, porém, devido a existência de alguns pontos críticos na operação da rede elétrica [34], deverão ser adotadas algumas medidas de controle preventivo para evitar a ocorrência de violações de tensão, e o sistema venha a operar no estado *inseguro*.

#### a) Subestação Macapá II (SEMD)

As barras de 69 kV (641) e 13,8 kV (621/622) desta subestação, em um cenário de carga pesada, poderão alcançar níveis de tensão bem próximos do limite inferior da faixa operativa ( $V_i \geq 0,950pu$ ), mesmo quando estão sendo utilizados todos os recursos disponíveis de controle local de tensão, tais como os *taps* dos transformadores em 1,10pu e todos os bancos de capacitores das barras em operação (2x3,6MVAR) [34]. Os níveis de tensão nas barras desta subestação, são também, fortemente influenciados pela tensão da barra de 69 kV (441) da subestação de Santana (SEST), assim, além dos recursos de controle da própria subestação (SEMD), deverão ser utilizados também os recursos de controle de tensão da SEST, para que as tensões nas barras da SEMD não sejam violadas. No período de carga pesada, no horário noturno, a tensão na barra de 69 kV (441) da SEST deverá ser mantida próximo a 1,020pu (70,4 kV) para que as tensões nas barras da SEMD não sejam violadas ( $0,950pu \leq V_i \leq 1,050pu$ ).

#### b) Subestação Portuária (SEPU)

Nesta subestação, deve-se operar a barra de 13,8 kV preferencialmente com tensão acima de 1,000pu, para isso, poderá ser necessário ajustar a posição do *tap* do LTC do Transformador PUTF5-01 ou elevar a tensão terminal das unidades geradoras da Aggreko II.

#### c) Subestação Santa Rita (SESI) e Subestação Equatorial (SEQT)

Nos períodos de carga pesada, no horário vespertino, ocorre maior carregamento das linhas de transmissão de 69 kV que atendem as subestações SEQT e SESI. Devido ao maior fluxo de potência reativa pelas linhas, as tensões nas barras destas subestações são um pouco mais baixas nesse período de carga, portanto, mesmo usando todos os bancos de capacitores disponíveis, poderá ser necessário ajustar a posição dos *taps* (LTC) dos transformadores destas

instalações e/ou elevar a tensão da barra de 69 kV (441) da SEST, visando operar as barras de 13,8 kV das subestações SEQT e SESI com tensões acima de 1,00pu (13,8 kV).

#### 5.4. Avaliação dos resultados para a condição operacional de carga leve e pesada

Considerando as condições operacionais definidas na tabela 5.2, para os cenários de carga leve (CL) e carga pesada (CP), foram executadas no Anarede as simulações de fluxo de carga AC para as configurações do sistema na topologia completa ( $N$ ) e mais 73 casos com todas as possíveis contingências devido desligamento de um elemento da rede ( $N-1$ ), onde foram considerados diversos patamares de carga do sistema conforme descrito em 4.2. Isto possibilitou a obtenção de um número expressivo de casos para compor a base de dados, garantindo dessa forma um melhor desempenho do processo de classificação realizado pelo *RapidMiner*, cobrindo uma grande quantidade de condições operacionais possíveis para o sistema em estudo. Na rotulação da base de dados, foram escolhidos como atributos numéricos as variáveis controláveis do sistema, a saber: Potências ativa ( $P_g$ ) e reativa ( $Q_g$ ) geradas e os módulos das tensões nas barras ( $V_i$ ). A classificação do estado operacional como *seguro* ou *inseguro* foi considerado para as violações nos limites de tensão. A base de dados assim configurada foi utilizada para gerar as árvores de decisão, onde para cada local de contingência ( $N-1$ ) e para o caso base na topologia completa ( $N$ ) foi gerada uma árvore de decisão, com as suas respectivas regras.

##### 5.4.1. Resultados das simulações para o cenário de Carga Leve (CL)

O resultado da simulação para este cenário, considerando o caso base na topologia completa e as contingências para vários patamares de carga, gerou uma base de dados rotulada com 7.154 casos, sendo que 2.676 casos foram classificados como *seguro*, 37% do total, e 4.478 casos classificados como *inseguro*, 63% do total de casos avaliados.

O *RapidMiner* apresentou as árvores de decisão orientadas pela topologia, isto é, para cada topologia  $N$  e  $N-1$  foi criada uma árvore de decisão, com seus respectivos 98 casos para os vários patamares de carga distribuídos em uma faixa de  $\pm 5\%$  em torno do caso base para a topologia considerada.

Na tabela 5.4 abaixo está a matriz de confusão com o resultado da classificação realizada pelo *RapidMiner* para o cenário de carga leve, onde pode-se observar uma taxa de acerto (*Accuracy*) de 87,09%. Este valor, para os propósitos deste trabalho é aceitável, pois reflete o

resultado para a classificação de todas as contingências, e como vai nos interessar conhecer para cada contingência quais os atributos críticos, que representam as variáveis de controle do sistema, que tem maior impacto nas ações de controle para manter o sistema no estado *seguro*. Dessa forma as análises a serem desenvolvidas, levarão em conta a qualidade da classificação para cada topologia do sistema *N* e *N-1*. Os índices que representam a qualidade do classificador para todas as topologias mostrados na tabela 5.4, foram determinados de acordo com os cálculos a seguir:

$$Accuracy = \frac{PV + NV}{PV + PF + NV + NF} \cdot 100\% = \frac{679 + 1.190}{679 + 149 + 1.190 + 128} \cdot 100\% = 87,09\%$$

$$Class\ Precision\ (PV) = \frac{PV}{PV + PF} \cdot 100\% = \frac{679}{679 + 149} \cdot 100\% = 82,00\%$$

$$Class\ Precision\ (NV) = \frac{NV}{NV + NF} \cdot 100\% = \frac{1.190}{1.190 + 128} \cdot 100\% = 90,29\%$$

$$Class\ Recall\ (PV) = \frac{PV}{PV + NF} \cdot 100\% = \frac{679}{679 + 128} \cdot 100\% = 84,14\%$$

$$Class\ Recall\ (NV) = \frac{NV}{NF + NV} \cdot 100\% = \frac{1.190}{149 + 1.190} \cdot 100\% = 88,87\%$$

**Tabela 5.4** – Matriz de Confusão: Todas as Contingências – CL

Accuracy: 87,09%		Classe Real		
		Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	679	149	82,00%
	Inseguro	128	1.190	90,29%
Class Recall		84,14%	88,87%	

Das 74 árvores de decisão geradas pelo *RapidMiner* referentes as topologias *N* e *N-1*, na tabela 5.5 a seguir estão relacionados os casos para topologia completa e mais os casos das contingências mais importantes para o sistema elétrico do Amapá, envolvendo desligamentos de duas linhas de transmissão, sendo uma de 138 kV e outra de 69 kV, e dois transformadores de potência das Subestações SESI e SEQT.

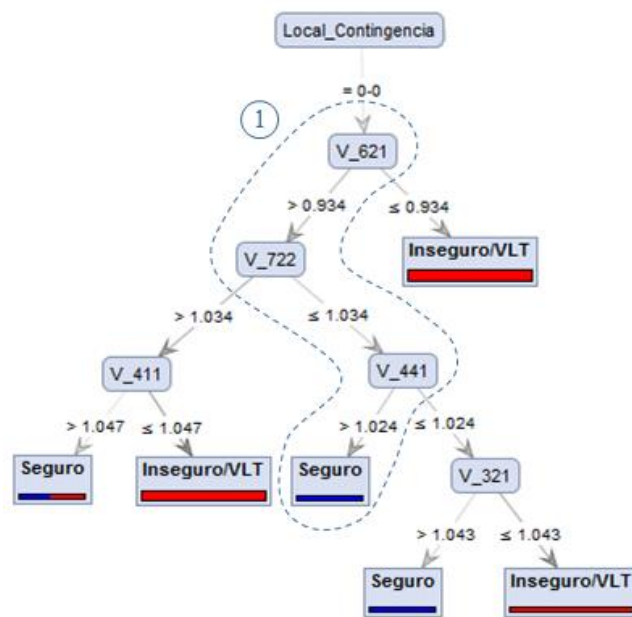
**Tabela 5.5** – Casos analisados para os Cenários de carga leve e carga pesada

Topologia	Contingência		Estado do Sistema para:	
	Tipo	Local	Carga Leve	Carga Pesada
<i>N</i>	Sem contingência	0-0	Seguro	Seguro
		<i>N-1</i>	Linha de Transmissão	Trecho_441-641/C1
Trecho_151-451/C1	Seguro			Seguro
Transformador	Trecho_523-542/C1		Inseguro/VLT	Seguro
	Trecho_722-741/C1		Inseguro/VLT	Seguro



### a) Simulação 1: Topologia Completa (N) – CL

O resultado da árvore de decisão obtido para a topologia completa mostrado na figura 5.2, representa apenas um ponto de operação (carregamento) do sistema elétrico do Amapá, ou seja, é válida para o cenário de carga leve com alta hidráulicidade. Para esta topologia e cenário, o resultado da simulação mostra que o sistema é *seguro*, isto é, não ocorreu nenhuma violação de tensão nas barras do sistema. Dos 98 casos que representaram os pontos de operação do sistema, 12,24% foram classificados como *seguro* e 87,76% como *inseguro*.



**Figura 5.2** – DT01: Topologia completa (N) – CL

A árvore criada é de fácil entendimento, formada por 11 nós, sendo 5 nós duplos (decisão) e 6 folhas (classe) e possui quatro níveis hierárquicos, que garantem que com ação de poucas variáveis de controle, pode-se chegar ao estado *seguro*. Os atributos selecionados pela árvore foram as variáveis de controle que afetam o perfil de tensão nas barras.

A tabela 5.6 mostra a *matriz de confusão* correspondente à árvore de decisão da topologia completa, onde verificamos que a taxa de acerto (*accuracy*) foi de 98,98%, ocorrendo apenas um caso que foi predito como *seguro*, enquanto que na realidade, trata-se de um caso *inseguro*, ficando a predição da classe *seguro* com uma precisão de classe de 92,31%. A predição de classe *inseguro* ficou com uma precisão de 100%, isto significa que dos 85 casos que são realmente *inseguro*, nenhum foi predito pelo classificador como *seguro*, ou seja, não houve erro de classificação.

**Tabela 5.6** – Matriz de Confusão: Topologia Completa (N) – CL

Accuracy: 98,98%		Classe Real		
		Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	12	1	92,31%
	Inseguro	0	85	100,00%
Class Recall		100,00%	98,84%	

Na figura 5.2 as regras de decisão estão indicadas pelo caminho tracejado ① que, se satisfeitas, levam o sistema ao estado *seguro*. Um fato interessante que podemos observar é que o nó raiz (V\_621) é formado pelo módulo da tensão na barra 621 da SEMD, que é um dos pontos cujo controle de tensão é crítico, e mantê-lo dentro dos limites operacionais requer ações preventivas conforme descrito no item 5.2.1. Além disso, o nó interno V\_441 da árvore, que representa o módulo da tensão na barra de 69 kV da SEST, influencia fortemente no controle das tensões nas subestações SEMD, SESI e SEQT. Isto mostra que o *RapidMiner* captou corretamente os atributos que mais influenciam na manutenção do sistema no estado *seguro*.

No quadro abaixo estão os códigos com as regras de decisão para a topologia completa, onde podemos observar que o nó folha com a classe *seguro*, possui somente casos verdadeiramente *seguro*.

Regra da DT para Código de Regras: Local_Contingencia = 0-0	
	<b>V_621 &gt; 0.934</b>
	V_722 > 1.034
	V_411 > 1.047: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}
	V_411 ≤ 1.047: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=32}
	<b>V_722 ≤ 1.034</b>
	<b>V_441 &gt; 1.024: Seguro {Seguro=9, Inseguro/VLT=0}</b>
	V_441 ≤ 1.024
	V_321 > 1.043: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
	V_321 ≤ 1.043: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=7}
	V_621 ≤ 0.934: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=46}

Na tabela 5.7 estão mostrados os resultados da simulação, com os valores dos módulos de tensão nas barras 621, 722 e 441, que são os atributos identificados pela árvore de decisão como críticos. De acordo com a regra gerada pela árvore, podemos observar que para o sistema estar no estado *seguro*, é necessário que satisfaça as condições definidas por ordem hierárquica:  $V_{621} > 0,934\text{pu} \rightarrow V_{722} \leq 1,034\text{pu} \rightarrow V_{441} > 1,024\text{pu} \rightarrow$  **seguro**. E realmente os valores das tensões nas barras atendem as condições estabelecidas pelas regras da árvore de decisão, e o sistema não apresentou nenhuma violação de tensão nas barras, sendo classificado como

*seguro*. Isto demonstra que o classificador identificou corretamente as variáveis de controle (atributos) que impactam na segurança estática do sistema para esta topologia em particular.

**Tabela 5.7** – Resultado da regra da DT01: Topologia Completa (N) – CL

Topologia Completa: 0-0	Atributo Crítico da DT			Violação Limite				Estado do Sistema
	V621	V722	V441					
Resultado Simulação	0.982	1.032	1.047	-	-	-	-	<b>Seguro</b>
Após ação de controle								

Estando o sistema no estado *seguro*, é importante para a avaliação da segurança estática do sistema de potência que sejam calculadas as suas margens de segurança, para que seja possível conhecer o quão seguro é o sistema para aquela condição operacional, e dessa forma, orientar na tomada das ações de controle preventivo para evitar que ele venha a se tornar inseguro. Nesse sentido, para a topologia presente, apresentamos na tabela 5.8 os valores das margens de segurança, que por simplificação mostramos apenas os valores das margens que são iguais ou menores que 0.015pu. Observamos que as menores margens de segurança estão todas próximas do limite superior de tensão, que é 1.050pu, o que era esperado pois este é um cenário de carga leve.

**Tabela 5.8** – Margens de segurança de tensão: Topologia Completa (N) – CL

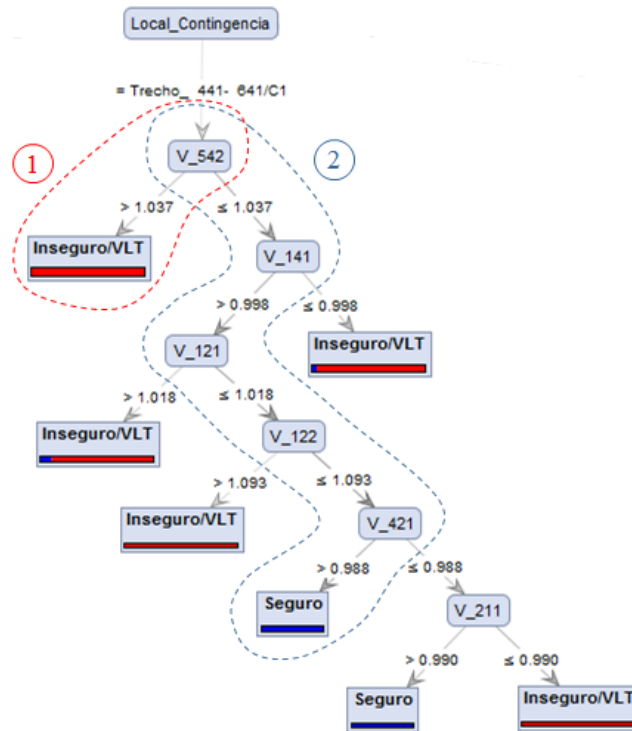
Tensão na Barra (pu)		Limites de Tensão (pu)		Margem Segurança (pu)	
Número	Módulo	Superior	Inferior	$M_{V_{i\max}}$	$M_{V_{i\min}}$
122	1.043	1.050	0.950	0.007	0.093
141	1.043	1.050	0.950	0.007	0.093
151	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
402	1.047	1.050	0.950	0.003	0.097
421	1.043	1.050	0.950	0.007	0.093
441	1.047	1.050	0.950	0.003	0.097
821	1.040	1.050	0.950	0.010	0.090
841	1.048	1.050	0.950	0.002	0.098
851	1.046	1.050	0.950	0.004	0.096
921	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
941	1.046	1.050	0.950	0.004	0.096
949	1.047	1.050	0.950	0.003	0.097
1021	1.038	1.050	0.950	0.012	0.088
1041	1.043	1.050	0.950	0.007	0.093

#### b) Simulação 2: Contingência de Linha de Transmissão – Trecho\_441-641/C1 – CL

Esta contingência trata do desligamento da linha de transmissão de 69 kV que interliga a subestação SEST com a subestação SEMD. O resultado da simulação mostra que para este caso, o sistema é *inseguro*, isto é, ocorreram violações de limite nos módulos de tensão nas

barras. Dos 98 casos que representaram os pontos de operação do sistema para esta contingência, 20,41% foram classificados como *seguro* e 79,59% como *inseguro*.

A árvore de decisão para esta contingência tem uma estrutura um pouco diferente da anterior, pois ela é formada por 13 nós, sendo 6 nós duplos (decisão) e 7 folhas (classe) e possui 6 níveis hierárquicos.



**Figura 5.3** – DT02: Contingência de Linha – Trecho\_441-641/C1 – CL.

A tabela 5.9 mostra a matriz de confusão para este caso, onde encontramos uma taxa de acerto (*accuracy*) de 97,96%, devido ocorrência de dois casos que foram preditos como *inseguro*, quando na realidade, trata-se de casos *seguro*. A predição da classe *inseguro* ficou com uma precisão de classe de 97,50%. A predição de classe *seguro* ficou com uma precisão de 100%, pois dos 18 casos que são realmente *seguro*, nenhum foi predito pelo classificador como *inseguro*, ou seja, não houve erro de classificação.

**Tabela 5.9** – Matriz de Confusão: Linha – Trecho\_441-641/C1 – CL

Accuracy: 97,96%		Classe Real		
		Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	18	0	100,00%
	Inseguro	2	78	97,50%
Class Recall		90,00%	100,00%	

Na figura 5.3 a regra representada pelo caminho tracejado ① levou o sistema ao estado *inseguro*, onde apenas a violação do atributo crítico, no caso a tensão  $V_{542} > 1.037\text{pu}$ , foi suficiente para que ocorressem violações de limites de tensão. Mais uma vez, constata-se que, a árvore de decisão identificou corretamente o atributo crítico, pois como descrito no item 5.2.3, para manter as tensões nas barras das subestações SESI e SEQT sem violações, é necessário que a tensão da barra de 69 kV (441) da SEST, seja elevada a níveis que garantam a operação das barras de 13,8 kV das subestações SESI e SEQT com tensões acima de 1,00pu. Com o desligamento da linha de 69 kV, que interliga a SEST a SEMD, a tensão na barra da SEST (441), que antes da contingência estava em 1.047pu (com pouca margem de segurança), aumenta para 1.056pu, elevando as tensões nas barras da subestação SESI e violando o limite da barra 524 da SEQT, que alcançou o valor de 1.055pu.

No quadro abaixo estão os códigos com as regras de decisão para a contingência, onde podemos observar que o nó folha da classe *inseguro*, que foi gerado pela primeira regra de decisão, possui somente casos verdadeiramente *inseguro* (37), isto significa que temos uma probabilidade de 100%, que se a tensão  $V_{542} > 1.037\text{pu}$  o sistema estará no estado *inseguro*.

Regra da DT para Local_Contingencia = Trecho_441-641/C1	
	<b><math>V_{542} &gt; 1.037</math>: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=37}</b>
	$V_{542} \leq 1.037$
	$V_{141} > 0.998$
	$V_{121} > 1.018$ : Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=9}
	$V_{121} \leq 1.018$
	$V_{122} > 1.093$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}
	$V_{122} \leq 1.093$
	$V_{421} > 0.988$ : Seguro {Seguro=14, Inseguro/VLT=0}
	$V_{421} \leq 0.988$
	$V_{211} > 0.990$ : Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}
	$V_{211} \leq 0.990$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}
	$V_{141} \leq 0.998$ : Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=23}

Na tabela 5.10 estão mostrados os resultados da simulação, com os valores dos módulos de tensão nas barras 542, 141, 121, 122, 421 e 211, que são todos os atributos identificados pela árvore de decisão como críticos. De acordo com a regra gerada, podemos observar que o primeiro atributo do nó de decisão já classificou a contingência como *inseguro*, definida pela regra:  $V_{542} > 1.037\text{pu} \rightarrow \textit{inseguro}$ . A tensão na barra de 69 kV (441) da SEST, nas de 13,8 kV (402) da UTSA, (524) da SESI e (821) da SETT, apresentaram os limites superiores de tensão violados. Estas violações é que levaram o sistema ao estado *inseguro* para esta contingência.

**Tabela 5.10** – Resultado da regra da DT02: Linha – Trecho\_441-641/C1 – CL.

Linha Transmissão: Trecho-441-641/C1	Atributo Crítico da DT						Violação Limite				Estado do Sistema
	V542	V141	V121	V122	V421	V211	V402	V441	V524	V821	
Resultado Simulação	1.042	1.046	1.010	1.046	1.046	1.020	1.056	1.056	1.055	1.051	Inseguro
Após ação de controle	1.030	1.044	1.008	1.044	1.044	--	1.050	1.050	1.018	1.049	Seguro

Para levar o sistema ao estado *seguro*, é necessário satisfazer as condições definidas pela regra do caminho ② da figura 5.3, que estabelece as condições em ordem hierárquica:  $V_{542} \leq 1.037\text{pu} \rightarrow V_{141} > 0,998\text{pu} \rightarrow V_{121} \leq 1,018\text{pu} \rightarrow V_{122} \leq 1.093\text{pu} \rightarrow V_{421} > 0.988\text{pu} \rightarrow \text{seguro}$ . Os resultados obtidos na simulação apresentados na tabela 5.10 mostram que o atributo do nó raiz V542 não atende a condição de segurança imposta pela regra, os demais atributos satisfazem essas condições, logo a ação a ser realizada deverá fazer com que a tensão V542 seja  $\leq 1,037\text{pu}$ . Considerando que a tensão V542 é a da barra de 69 kV da subestação SESI, para satisfazer a condição do nó raiz, isto é, reduzir o módulo da tensão de 1,042pu para um valor menor que 1,037pu, deve-se realizar uma ação de controle corretivo remoto, reduzindo o módulo das tensões nas barras 523, 524 e 525 de 13,8 kV (interligadas), pois elas possuem recurso de controle local de reativo formado por banco de capacitores (2 x 3,6 MVar conectados em cada barra).

O cálculo desta ação de controle, conforme descrito em 2.5.2, envolve duas etapas: primeiro deve-se determinar qual o valor do módulo da tensão que deve ser ajustado nas barras 523, 524 e 525 de 13,8kV, para que a tensão na barra 542 seja menor 1.037pu, a seguir determina-se o valor de  $\Delta Q_i$  que deverá ser retirado, para reduzir o módulo da tensão nas barras de 13,8 kV calculado na primeira etapa.

Estes cálculos não poderão ser realizados para este caso, pois conforme as simplificações feitas na matriz  $B''$ , do método desacoplado rápido, o erro imposto é elevado para o nível de tensão de 13,8 kV. Assim, para este caso pode-se adotar diretamente a seguinte ação de controle:

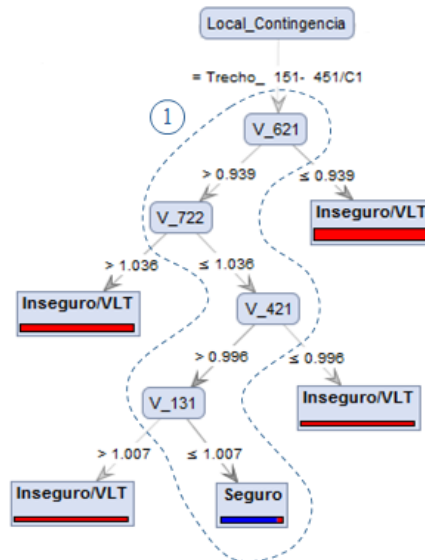
- Desligamento de um BC de  $Q_{sh} = 3,6\text{MVar}$  das barras 524 e 525.

Após implementação da ação corretiva no modelo do sistema no *Anarede*, foi executado novo fluxo de carga simulando a contingência para estas novas condições operacionais, e o resultado obtido está mostrado na tabela 5.10 na linha das tensões “Após ação de controle”, onde verifica-se que a tensão na barra 542 ficou em 1.030pu, satisfazendo a condição  $V_{542} \leq 1.037\text{pu}$  do caminho ② levando o sistema ao estado *seguro*. As tensões que antes da ação de

controle estavam violadas (V402, V441, V524 e V821), tiveram seus valores dentro do limite superior (1.050pu), demonstrando com isso a capacidade da árvore de decisão de identificar com precisão os atributos críticos, que são as variáveis de controle, que tem impacto na segurança estática do sistema elétrico.

### c) Simulação 03: Contingência de Linha de Transmissão – Trecho\_151-451/C1 – CL

Esta contingência é de desligamento do circuito I da linha de transmissão de 138 kV que interliga a Usina UHCN com a subestação SEST. O resultado da simulação mostra que o sistema é *seguro*, isto é, não foram verificadas violações de limite nos módulos de tensão nas barras. Dos 98 casos que representaram os pontos de operação do sistema para esta contingência, 9,18% foram classificados como *seguro* e 90,82% como *inseguro*.



**Figura 5.4** – DT03: Contingência de Linha – Trecho\_151-451/C1 – CL

A figura 5.4 mostra a árvore de decisão formada por 9 nós, sendo 4 nós duplos (decisão) e 5 folhas (classe) e possui 4 níveis hierárquicos.

A tabela 5.11 mostra a matriz de confusão, onde foi encontrada uma taxa de acerto (*Accuracy*) de 98,98%, devido ocorrência de um caso que foram preditos como *seguro*, quando na realidade, trata-se de caso *inseguro*. A predição da classe *seguro* ficou com uma precisão de classe de 90,00%. A predição de classe *inseguro* ficou com uma precisão de 100,00%, pois dos 88 casos que são realmente *inseguro*, nenhum foi predito pelo classificador como *seguro*, ou seja, não houve erro de classificação.

**Tabela 5.11** – Matriz de Confusão: Linha – Trecho\_151-451/C1 – CL

Accuracy: 98,98%	Classe Real		
	Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	9	90,00%
	Inseguro	0	100,00%
Class Recall		100,00%	98,88%

Na figura 5.4 a regra de decisão indicada pelo caminho tracejado ① levou o sistema ao estado *seguro*, onde verifica-se que mais uma vez aparece no nó raiz, como atributo crítico uma variável de controle de tensão V\_621 da SEMD, cuja influência na segurança estática do sistema Amapá já foi abordado anteriormente.

No quadro abaixo que contém os códigos das regras de decisão, vemos que o nó folha que classificou a contingência como segura, possui 10 casos, sendo 9 verdadeiramente *seguro*, e 1 caso que foi classificado como *seguro*, quando na realidade é *inseguro*, isto representa uma probabilidade de acerto na classificação de 90% para esta classe, o que se confirmou na prática com a simulação do caso.

Regra da DT para Local_Contingencia = Trecho_151-451/C1
V_621 > 0.939
V_722 > 1.036: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=23}
V_722 ≤ 1.036
V_421 > 0.996
V_131 > 1.007: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}
<b>V_131 ≤ 1.007: Seguro {Seguro=9, Inseguro/VLT=1}</b>
V_421 ≤ 0.996: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}
V_621 ≤ 0.939: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=58}

Na tabela 5.12 estão mostrados os resultados da simulação, com os valores dos módulo de tensão nas barras 621, 722, 421 e 131, A regra gerada pela árvore, define que para o sistema estar no estado *seguro*, é necessário que satisfaça as condições definidas por ordem hierárquica:  $V_{621} > 0,939\text{pu} \rightarrow V_{722} \leq 1,036\text{pu} \rightarrow V_{421} > 0,996\text{pu} \rightarrow V_{131} \leq 1,007\text{pu} \rightarrow \textit{seguro}$ . E realmente os valores das tensões nas barras, mostradas na tabela 5.12, atendem as condições estabelecidas pelas regras da árvore de decisão, e o sistema não apresentou nenhuma violação de tensão nas barras sendo classificado como *seguro*. Isto demonstra que o classificador, também neste caso, identificou corretamente as variáveis de controle (atributos) que impactam na segurança estática do sistema.



**Tabela 5.12** – Resultado da regra da DT03: Linha – Trecho\_151-451/C1 – CL.

Linha Transmissão: Trecho-151-451/C1	Atributo Crítico da DT						Violação Limite				Estado do Sistema
	V621	V722	V421	V131	--	--	--	--	--	--	
Resultado Simulação	0.971	0.980	1.037	0.995	--	--	--	--	--	--	<b>Seguro</b>
Após ação de controle											

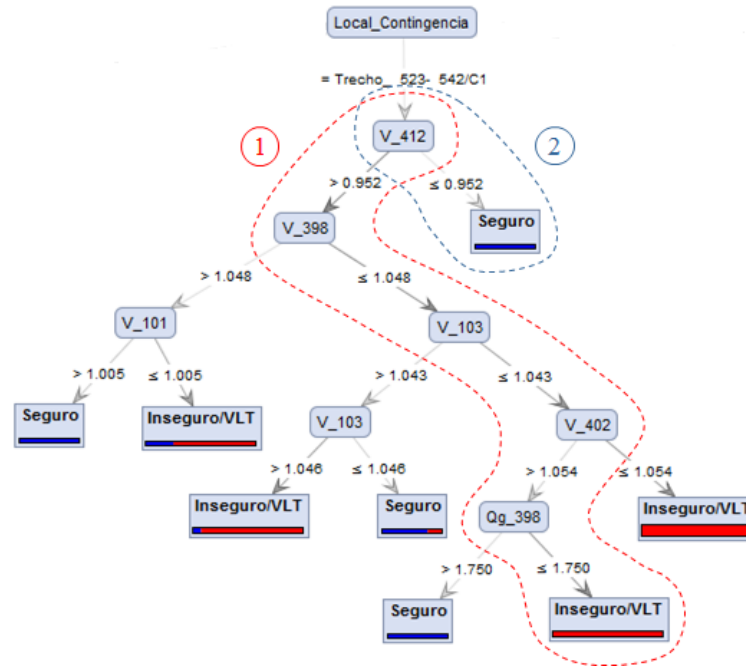
A tabela 5.13 apresenta os valores das margens de segurança, que são iguais ou menores que 0.010pu. Também neste caso, observa-se que as menores margens de segurança estão todas próximas do limite superior de tensão, que é 1.050pu.

**Tabela 5.13** – Margens de segurança de tensão: Linha – Trecho\_151-451/C1 – CL

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo (pu)	Superior	Inferior	$M_{V_{i\max}}$	$M_{V_{i\min}}$
122	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
141	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
151	1.040	1.050	0.950	0.010	0.090
402	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
421	1.037	1.050	0.950	0.013	0.087
441	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
821	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
841	1.046	1.050	0.950	0.004	0.096
851	1.044	1.050	0.950	0.006	0.094
921	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
941	1.044	1.050	0.950	0.006	0.094
949	1.045	1.050	0.950	0.005	0.095
1041	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092

#### d) Simulação 04: Contingência de Transformador – Trecho\_523-542/C1 – CL

Esta contingência trata do desligamento de um transformador de 69kV/13,8kV instalado entre as barras 523 e 542 da subestação SESI. O resultado da simulação mostra que para este caso, o sistema é *inseguro*. De acordo com a base de dados, para esta contingência, 11,22% dos casos foram classificados como *seguro* e 88,78% como *inseguro*.



**Figura 5.5** – DT04: Contingência de Transformador – Trecho\_523-542/C1 – CL

A tabela 5.14 mostra a matriz de confusão para este caso, onde foi encontrada uma taxa de acerto (*Accuracy*) de 96,94%, devido ocorrência de dois casos que foram preditos como *inseguro*, quando na realidade, trata-se de casos *seguro*, e de um caso predito *seguro*, e é *inseguro*. A predição da classe *seguro* ficou com uma precisão de classe de 90,00%. A predição de classe *inseguro* ficou com uma precisão de 97,73%.

**Tabela 5.14** – Matriz de Confusão: Transformador – Trecho\_523-542/C1 – CL

Accuracy: 96,94%	Classe Real			
	Seguro	Inseguro	Class Precision	
Classe Predita	Seguro	9	1	90,00%
	Inseguro	2	86	97,73%
Class Recall	81,82%	98,85%		

Na figura 5.5 a regra representada pelo caminho tracejado ① levou o sistema ao estado *inseguro*. Nesta contingência, o desligamento do transformador, interrompeu uma carga de 14,0+j8,0MVA, o que provocou a elevação com violação dos níveis de tensão nas barras adjacentes 441, 524, 722, e da barra remota 851, além da tensão na barra 402 que faz parte dos atributos críticos da árvore de decisão, conforme mostrado na tabela 5.15.

No quadro abaixo estão os códigos com as regras de decisão, onde pode-se observar que o nó folha da classe *inseguro*, gerado pela regra de decisão, possui somente casos verdadeiramente *inseguro* (12), isto significa que temos uma probabilidade de 100%, que se a regra for atendida o sistema estará no estado *inseguro*.

Regra para Local_Contingencia = Trecho_523-542/C1	
	V_412 > 0.952
	V_398 > 1.048
	V_101 > 1.005: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
	V_101 ≤ 1.005: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}
	V_398 ≤ 1.048
	V_103 > 1.043
	V_103 > 1.046: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=13}
	V_103 ≤ 1.046: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=1}
	V_103 ≤ 1.043
	V_402 > 1.054
	Qg_398 > 1.750: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
	<b>Qg_398 ≤ 1.750: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=12}</b>
	V_402 ≤ 1.054: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=58}
	V_412 ≤ 0.952: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}

Na tabela 5.15 estão mostrados os resultados da simulação, com os valores dos módulos de tensão nas barras 412, 398, 103, 402 e a potência reativa gerada ( $Q_g$ ) na barra 398, que são os atributos identificados pela árvore de decisão como críticos. Pela regra gerada, do nó raiz até o nó folha, o estado do sistema para esta contingência, foi classificado como *inseguro*, definida pela regra:  $V_{412} > 0.952\text{pu} \rightarrow V_{398} \leq 1.048\text{pu} \rightarrow V_{103} \leq 1.043\text{pu} \rightarrow V_{402} > 1.054\text{pu} \rightarrow Q_g \leq 1.750 \rightarrow$  *inseguro*.

**Tabela 5.15** – Resultado da regra da DT04: Transformador – Trecho\_523-542/C1 – CL.

Transformador: Trecho-523-542/C1	Atributo Crítico da DT					Violação Limite				Estado do Sistema
	V412	V398	V103	V402	Qg398	V441	V524	V722	V851	
Resultado Simulação	0.985	1.000	1.010	1.056	-0.500	1.056	1.053	1.051	1.051	<b>Inseguro</b>
Após ação de controle	0.950	1.000	1.010	1.047	-0.100	1.047	1.044	1.043	1.048	<b>Seguro</b>

Neste caso classificado como *inseguro*, para torna-lo *seguro*, foi necessário realizar ação de controle corretivo, com o objetivo de fazer com que as tensões violadas nas barras, retornem para dentro dos limites da faixa operativa. De acordo com a regra, o nó raiz é formado pela tensão na barra 412, onde nesta barra está ligado um bloco de geração de 10,50MW (barra PV), o que torna a ação de controle corretivo mais simples de ser realizada. Logo, a ação corretiva realizada foi:

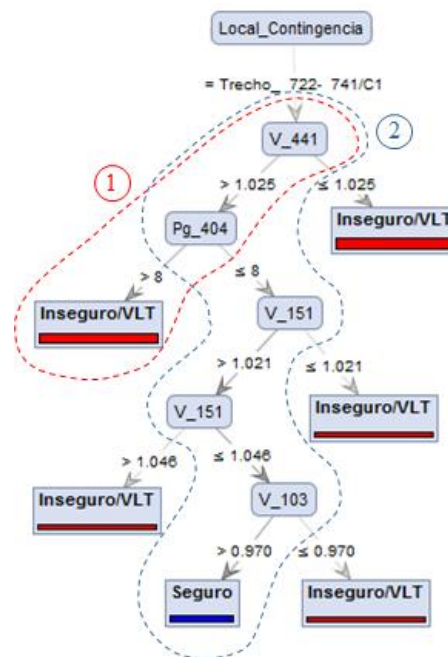
- Atuação na referência de tensão dos RATs das unidades geradoras ligadas à barra 412, reduzindo a tensão V\_412 de 0.985 para 0.950pu.

A ação corretiva foi introduzida no modelo do sistema no *Anarede*, executado novo fluxo de carga simulando a contingência para esta nova condição operacional, e o resultado obtido está mostrado na tabela 5.15 na linha das tensões “Após ação de controle”, onde

verifica-se que a nova regra seguida pela árvores de decisão é a do caminho ② que levou o sistema ao estado *seguro*, pois foi necessário satisfazer apenas a condição:  $V_{412} \leq 0.952pu \rightarrow \textit{seguro}$ , e as tensões antes violadas,  $V_{441}$ ,  $V_{524}$ ,  $V_{722}$ ,  $V_{402}$  e  $V_{851}$ , retornaram para dentro dos limites da faixa de tensões, demonstrando com isso mais uma vez a capacidade da árvore de decisão de identificar com precisão os atributos críticos, que tem impacto na segurança estática do sistema elétrico.

#### e) Simulação 05: Contingência de Transformador – Trecho\_722-741/C1 – CL

Contingência de desligamento de um transformador de 69 kV/13,8 kV instalado entre as barras 741 e 722 da subestação SEQT. O resultado da simulação mostra que para este caso, o sistema é *inseguro*. De acordo com a base de dados, 10,20% dos casos foram classificados como *seguro* e 89,80% como *inseguro*.



**Figura 5.6** – DT05: Contingência de Transformador – Trecho\_722-741/C1 – CL

A tabela 5.16 mostra a matriz de confusão, onde a taxa de acerto (*Accuracy*) encontrada é de 100,00%, significando que não ocorreu nenhuma predição de classe errada, ou seja, a predição das classes *seguro* e *inseguro* ficaram com precisão de classe de 100,00%.

**Tabela 5.16** – Matriz de Confusão: Transformador – Trecho\_722-741/C1 – CL

Accuracy: 100,00%		Classe Real		
		Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	10	0	100,00%
	Inseguro	0	88	100,00%
Class Recall		100,00%	100,00%	

Na figura 5.6 a regra representada pelo caminho tracejado ① levou o sistema ao estado *inseguro*. Nesta contingência, o desligamento do transformador, interrompeu uma carga de  $13,7+j7,3$  MVA, o que provocou a elevação, com violação, dos níveis de tensão nas barras 441, 402 e 524 conforme mostrado na tabela 5.17.

No quadro abaixo estão os códigos com as regras, onde podemos observar que o nó folha da classe *inseguro*, possui somente casos verdadeiramente *inseguro* (33), isto significa uma probabilidade de 100%, que se a regra for atendida o sistema estará no estado *inseguro*.

Regra para Local_Contingencia = Trecho_722-741/C1 – Carga leve			
	V_441 > 1.025		
	Pg_404 > 8: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=33}		
	Pg_404 ≤ 8		
	V_151 > 1.021		
	V_151 > 1.046: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}		
	V_151 ≤ 1.046		
	V_103 > 0.970: Seguro {Seguro=10, Inseguro/VLT=0}		
	V_103 ≤ 0.970: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}		
	V_151 ≤ 1.021: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}		
	V_441 ≤ 1.025: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=46}		

A tabela 5.17 mostra os resultados da simulação, com os valores dos módulos de tensão nas barras 441, 151, 103, e a potência ativa gerada ( $P_g$ ) na barra 404, que são os atributos identificados pela árvore de decisão como críticos. O nó raiz formado pela tensão V\_441, apesar de violado (1.054pu), atende a condição imposta pela regra ( $V_{441} > 1.025$ ), assim como no nó seguinte ( $P_{g404} > 8.0$  MW), a potência ativa encontrada foi de 9.5 MW, satisfazendo desse modo a condição de estado inseguro, logo o caminho de classificação para esta contingência é dado por:  $V_{441} > 1.025\text{pu} \rightarrow P_{g404} > 8.0 \rightarrow \textit{inseguro}$ .

**Tabela 5.17** – Resultado da regra da DT05: Transformador – Trecho\_722-741/C1 – CL.

Transformador: Trecho-722-741/C1	Atributo Crítico da DT				Violação Limite			Estado do Sistema
	V441	Pg404	V151	V103	V402	V441	V524	
Resultado Simulação	1.054	9.5	1.043	1.010	1.054	1.054	1.058	<b>Inseguro</b>
Após ação de controle	1.040	7.7	1.039	1.010	1.040	1.040	1.044	<b>Seguro</b>

Para tornar o sistema *seguro*, a regra de classificação deverá seguir o caminho ②, isto é:  $V_{441} > 1.025\text{pu} \rightarrow P_{g404} \leq 8.0 \rightarrow V_{151} > 1.021 \rightarrow V_{151} \leq 1.046 \rightarrow V_{103} > 0.970 \rightarrow \textit{seguro}$ . Os módulos das tensões nas barras 151 e 103 já satisfazem a regra, e neste caso, é necessário que seja realizada uma ação de controle onde a potência ativa gerada na barra 404

atenda a condição  $P_{g\_404} \leq 8.0$ . Sendo a barra 404 referência do modelo do sistema em estudo, para atender as condições exigidas deverá ser tomada a seguinte ação de controle corretivo:

- Atuar nos *RATs* dos geradores da barra 404 (barra de referência), reduzindo a referência de tensão de 1.030pu para 1.000pu, de forma a reduzir a potência ativa da geração  $P_{g\_404}$ .

A ação corretiva foi introduzida no modelo do sistema no Anarede, executado novo fluxo de carga simulando a contingência para esta nova condição operacional, e o resultado obtido está mostrado na tabela 5.17 na linha “*Após ação de controle*”, onde foi verificado que a regra definida pelo caminho ② foi atendida. As tensões violadas nas barras 402, 441 e 524, retornaram para valores abaixo do limite superior (1.050pu), demonstrando com isso, a capacidade da árvore de decisão de identificar com precisão os atributos críticos, que tem impacto na segurança estática do sistema elétrico.

#### 5.4.2. Resultados das simulações para o cenário de Carga Pesada (CP)

Para este cenário, onde foram simulados o caso base na topologia completa e as contingências para vários patamares de carga, também foi gerada uma base de dados rotulada com 7.154 casos, sendo que 2.162 (30%) destes casos foram classificados como *seguro*, e 4.992 (70%) casos classificados como *inseguro*.

Da mesma maneira que para o cenário de carga leve, o *RapidMiner* apresentou as árvores de decisão orientadas pela topologia, com seus respectivos 98 casos para os patamares de carga distribuídos em uma faixa de  $\pm 5\%$  em torno do caso base da respectiva topologia.

A matriz de confusão com o resultado da classificação realizada pelo *RapidMiner* para este cenário, está mostrada na tabela 5.18, onde a taxa de acerto (*Accuracy*) foi de 96,37%. Vale ressaltar, que este valor está melhor do que o obtido para o cenário de carga leve que foi de 87,09%, significando que os resultados para o cenário de carga pesada possuem menor quantidade de erros de classificação.

**Tabela 5.18** – Matriz de Confusão: Todas as Contingências – CP

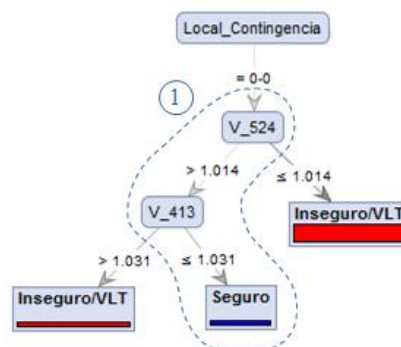
Accuracy: 96,37%		Classe Real		
		Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	634	40	94,07%
	Inseguro	38	1.434	97,42%
Class Recall		94,35%	97,29%	

Das árvores de decisão geradas pelo *RapidMiner* referentes as topologias  $N$  e  $N-1$ , para este cenário de carga pesada, foram selecionadas as mesmas contingências do cenário de carga leve, conforme mostradas na tabela 5.05, que se referem ao desligamento de duas linhas de transmissão, sendo uma de 138 kV e outra de 69 kV, e 02 transformadores de potência das Subestações SESI e SEQT.

A comparação dos resultados da análise de segurança para as contingências selecionadas para os cenários de carga leve e pesada, foi importante por possibilitar uma avaliação dos efeitos do carregamento do sistema na segurança estática, bem como nas ações de controle corretivo adotadas para cada caso.

#### a) Simulação 06: Topologia Completa ( $N$ ) – CP

O resultado da árvore de decisão obtido para a topologia completa mostrado na figura 5.7, referente a um ponto de operação no cenário de carga pesada em alta hidraulicidade, mostra que o sistema é *seguro*. Dos 98 casos que representaram esta topologia, 4,08% foram classificados como *seguro* e 95,92% como *inseguro*.



**Figura 5.7** – DT06: Topologia completa ( $N$ ) – CP

A tabela 5.19 mostra a *matriz de confusão*, onde a taxa de acerto (*Accuracy*) obtida foi de 100,00%, significando que todos os casos preditos como *seguro* e *inseguro*, realmente faziam parte dessas classes, não havendo erro de classificação.

**Tabela 5.19** – Matriz de Confusão: Topologia completa ( $N$ ) – CP

Accuracy: 100,00%		Classe Real		
		Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	4	0	100,00%
	Inseguro	0	94	100,00%
Class Recall		100,00%	100,00%	

O quadro abaixo mostra os códigos com as regras de decisão, onde podemos observar que o nó folha com a classe *seguro*, possui somente casos verdadeiramente *seguro* (4).

<b>Regra para Local_Contingencia = 0-0 (Carga pesada)</b>	
	V_524 > 1.014
	V_413 > 1.031: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}
	<b>V_413 ≤ 1.031: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}</b>
	V_524 ≤ 1.014: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=91}

Na tabela 5.20 estão os resultados da simulação, com os módulos das tensões nas barras 524, e 413, que são os atributos identificados pela árvore de decisão como críticos. De acordo com a regra gerada, para o sistema estar no estado *seguro*, é necessário que satisfaça as condições definidas por:  $V_{524} > 1,014\text{pu} \rightarrow V_{413} \leq 1,031\text{pu} \rightarrow \textit{seguro}$ . E realmente os valores das tensões nas barras atendem as condições estabelecidas pela regra, e o sistema não apresentou nenhuma violação de tensão nas demais barras sendo classificado como *seguro*.

**Tabela 5.20** – Resultado da regra da DT06: Topologia Completa (N) – CP

Topologia Completa: 0-0	Atributo Crítico da DT		Violação Limite				Estado do Sistema
	V524	V413	641				
Resultado Simulação	1.021	1.025	-	-	-	-	<b>Seguro</b>
Após ação de controle*	0.963	1.025	<b>0.945</b>				<b>Inseguro</b>

\*Forçar estado inseguro

Uma observação importante para o resultado obtido na simulação dos cenários de carga leve e pesada é que para este último, a árvore criada pelo *RapidMiner* possui uma estrutura bem mais simples (apenas dois níveis), onde a condição *segura* depende apenas de dois atributos críticos, que são as tensões nas barras 524 e 413. Além do mais, os casos simulados para esta topologia, apresentaram uma quantidade muito maior de estados *inseguro* (94 casos) do que *seguro* (04 casos) revelando que a tensão na barra 524, definida como nó raiz possui uma grande influência na segurança estática do sistema, pois se o módulo desta tensão for  $\leq 1.014\text{pu}$ , ocorrerão violações de tensão e o sistema será levado ao estado *inseguro*, independente de outro atributo qualquer.

A tabela 5.21 mostra as margens de segurança, que são iguais ou menores que 0.015pu. Observa-se que as menores margens de segurança, que no cenário de carga leve apareciam todas próximo do limite superior de tensão, no de carga pesada existem algumas margens próximas do limite inferior (0.950pu), com destaque para a margem da barra 641 que está com 0.000pu, e a barra 621 com 0.004pu de margem.



**Tabela 5.21** – Margens de segurança de tensão: Topologia Completa (N) – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( <i>pu</i> )	Superior	Inferior	$M_{V_{i,max}}$	$M_{V_{i,min}}$
<b>122</b>	1.037	1.050	0.950	<b>0.013</b>	0.087
<b>131</b>	0.964	1.050	0.950	0.086	<b>0.014</b>
<b>141</b>	1.037	1.050	0.950	<b>0.013</b>	0.087
<b>151</b>	1.039	1.050	0.950	<b>0.011</b>	0.089
<b>403</b>	1.035	1.050	0.950	<b>0.015</b>	0.085
<b>421</b>	1.038	1.050	0.950	<b>0.012</b>	0.088
<b>621</b>	0.954	1.050	0.950	0.096	<b>0.004</b>
<b>641</b>	0.950	1.050	0.950	0.100	<b>0.000</b>
<b>841</b>	1.036	1.050	0.950	<b>0.014</b>	0.086
<b>851</b>	1.039	1.050	0.950	<b>0.011</b>	0.089

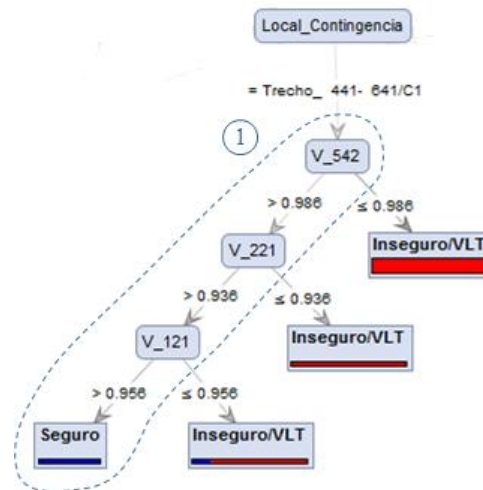
Para validar a regra, considerando que para a topologia *N*, o sistema foi classificado como *seguro* e foi realizada uma ação de controle para forçar a passagem do sistema para o estado *inseguro*, a partir da informação da árvore de decisão de que se  $V_{524} \leq 1.014pu$  o sistema é *inseguro*. Para o teste, foi executada uma ação de controle local, com o desligamento de dois estágios de banco de capacitores (2 x 3,6MVAR), para que a tensão  $V_{524}$  fosse reduzida para um valor menor que 1.014pu. O resultado obtido está mostrado na tabela 5.20, onde observa-se que após a ação de controle a tensão na barra 524 foi reduzida para o valor de 0.963pu, e ocorreu violação do módulo da tensão da barra 641 que foi reduzida para 0.945pu.

Um fato interessante é que a tensão  $V_{641}$  que foi violada, após a ação de controle, é a que apresentava a menor margem de segurança de tensão (inferior), apresentada na tabela 5.21, e nota-se também que a tensão na barra 621 que apresentava uma margem de segurança de 0.004pu após o teste, a margem ficou em 0.000pu.

Com este teste pode-se constatar a capacidade da árvore de decisão em identificar com muita precisão os atributos críticos do sistema para cada topologia.

#### **b) Simulação 07: Contingência de Linha de Transmissão – Trecho\_441-641/C1 – CP**

A árvore de decisão obtida para esta contingência está apresentada na figura 5.08, onde o resultado da classificação mostra que o sistema é *seguro* para a ocorrência de desligamento da linha de transmissão de 69 kV, que liga as subestações SEST e SEMD. Dos 98 casos simulados para esta topologia, 8,16% foram classificados como *seguro* e 91,84% como *inseguro*.



**Figura 5.8** – DT07: Contingência de Linha – Trecho\_441-641/C1 – CP

A tabela 5.22 mostra a *matriz de confusão*, onde a taxa de acerto (*Accuracy*) obtida foi de 98,98%, onde foi encontrado apenas um caso verdadeiramente *seguro* classificado como *inseguro*. A precisão de classe foi de 100% para *seguro* e 98,90% para o *inseguro*.

**Tabela 5.22** – Matriz de Confusão: Linha – Trecho\_441-641/C1 – CP

Accuracy: 98,98%	Classe Real		
	Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	7	100,00%
	Inseguro	1	98,90%
Class Recall	87,50%	100,00%	

O quadro abaixo mostra os códigos com as regras, onde podemos observar que o nó folha com a classe *seguro*, possui somente casos verdadeiramente *seguro* (7).

Regra para Local_Contingencia = Trecho_441-641/C1 (Carga pesada)
V_542 > 0.986
V_221 > 0.936
<b>V_121 &gt; 0.956: Seguro {Seguro=7, Inseguro/VLT=0}</b>
V_121 ≤ 0.956: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=5}
V_221 ≤ 0.936: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=12}
V_542 ≤ 0.986: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=73}

Na tabela 5.23 estão os resultados da simulação, com os módulos das tensões nas barras 542, 221 e 121 que são os atributos identificados pela árvore como críticos. De acordo com a regra, para o sistema estar no estado *seguro*, é necessário que satisfaça as condições definidas por:  $V_{542} > 0,986\text{pu} \rightarrow V_{221} > 0,936\text{pu} \rightarrow V_{121} > 0,956\text{pu} \rightarrow \textit{seguro}$ . E realmente os valores das tensões nas barras atendem as condições estabelecidas pela regra, e o sistema não apresentou violação de tensão nas demais barras sendo classificado como *seguro*.

**Tabela 5.23** – Resultado da regra da DT07: Linha – Trecho\_441-641/C1 – CP

Linha Transmissão: Trecho-441-641/C1	Atributo Crítico da DT			Violação Limite				Estado do Sistema
	V542	V221	V121					
Resultado Simulação	1.016	0.993	0.986	-	-	-	-	<b>Seguro</b>
Após ação de controle								

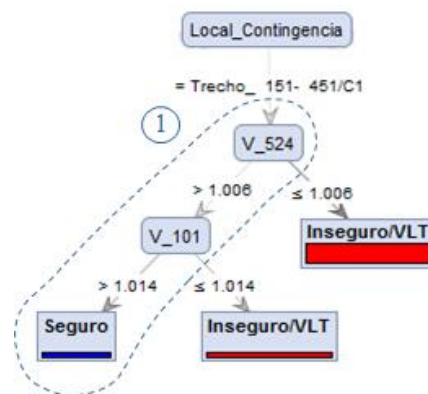
A tabela 5.24 mostra as margens de segurança, iguais ou menores que 0.015pu. Para esta contingência, a exemplo do cenário de carga leve as margens de segurança aparecem todas próximo do limite superior de tensão (1.050pu), com destaque para as margens das barras 441 que está com 0.005pu, e a barra 741 com 0.006pu.

**Tabela 5.24** – Margens de segurança de tensão: Linha – Trecho\_441-641/C1 – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo (pu)	Superior	Inferior	$M_{V_{i,max}}$	$M_{V_{i,min}}$
122	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
141	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
151	1.044	1.050	0.950	0.006	0.094
403	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
421	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
441	1.045	1.050	0.950	0.005	0.095
741	1.044	1.050	0.950	0.006	0.094
821	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092

### c) Simulação 8: Contingência de Linha de Transmissão – Trecho\_151-451/C1 – CP

A árvore de decisão para esta contingência, está apresentada na figura 5.09, cujo resultado da classificação mostra que o sistema é *seguro* para a ocorrência de desligamento do circuito I da linha de transmissão de 138 kV que interliga a Usina UHCN com a subestação SEST. Dos 98 casos simulados para esta topologia, 3,06% foram classificados como *seguro* e 96,94% como *inseguro*.

**Figura 5.9** – DT08: Contingência de Linha – Trecho\_151-451/C1 – CP

A tabela 5.25 mostra a *matriz de confusão*, onde a taxa de acerto (*Accuracy*) obtida foi de 100,00%, onde não foi encontrado erro de predição. A precisão de classe foi de 100% tanto para o estado *seguro* quanto para o *inseguro*.

**Tabela 5.25** – Matriz de Confusão: Linha – Trecho\_151-451/C1 – CP

Accuracy: 100,00%		Classe Real		
		Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	3	0	100,00%
	Inseguro	0	95	100,00%
Class Recall		100,00%	100,00%	

O quadro abaixo mostra os códigos com as regras, onde pode-se observar que o nó folha com a classe *seguro*, possui somente casos verdadeiramente *seguro* (3).

Regra da DT para Local_Contingencia = Trecho_151-451/C1 – Carga pesada
V_524 > 1.006
<b>V_101 &gt; 1.014: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}</b>
V_101 ≤ 1.014: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}
V_524 ≤ 1.006: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=93}

Na tabela 5.26 estão os resultados da simulação, com os módulos das tensões nas barras 524 e 101 que são os atributos identificados pela árvore como críticos. De acordo com a regra, para o sistema estar no estado *seguro*, é necessário que satisfaça as condições definidas por:  $V_{524} > 1,006\text{pu} \rightarrow V_{101} > 1,014\text{pu} \rightarrow \textit{seguro}$ . Observa-se que realmente os valores das tensões nas barras 524 e 101 atendem as condições estabelecidas pela regra, e o sistema não apresentou violação de tensão nas demais barras sendo classificado como *seguro*.

Uma observação importante a ser feita é que o *RapidMiner* identificou um atributo crítico representado pela tensão V\_524 do nó raiz, referente à barra da subestação SESI e a tensão V\_101 do segundo nó que é uma barra de geração da UHCN.

**Tabela 5.26** – Resultado da regra da DT08: Linha – Trecho\_151-451/C1 – CP

Linha Transmissão: Trecho-151-451/C1	Atributo Crítico da DT				Violação Limite				Estado do Sistema
	V524	V101	--	--	V621	V641	--	--	
Resultado Simulação	1.012	1.025	--	--	--	--	--	--	<b>Seguro</b>
Após ação de controle									

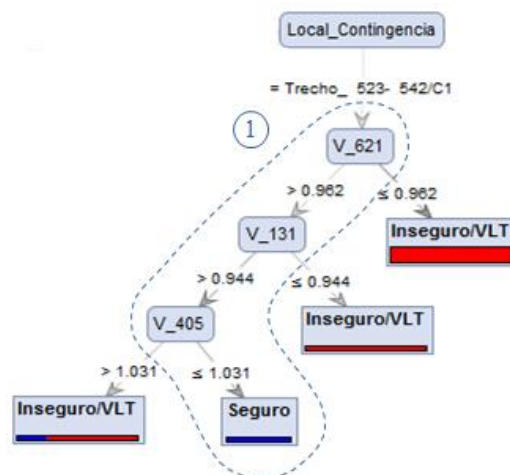
A tabela 5.27 mostra as margens de segurança, iguais ou menores que 0.015pu. Para esta contingência, diferente do cenário de carga leve as margens de segurança também próximo do limite inferior de tensão (0.950pu), onde as margens das barras 621 com 0.006pu, e a barra 641 com 0.000pu.

**Tabela 5.27** – Margem de segurança de tensão: Linha – Trecho\_151-451/C1 – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( $pu$ )	Superior	Inferior	$M_{V_{i_{max}}}$	$M_{V_{i_{min}}}$
122	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
141	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
151	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
403	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
421	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
621	0.956	1.050	0.950	0.094	0.006
641	0.950	1.050	0.950	0.100	0.000
841	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
851	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092

**d) Simulação 9: Contingência de Transformador – Trecho\_523-542/C1 – CP**

A árvore de decisão para esta contingência, está apresentada na figura 5.10, cujo resultado da classificação mostra que o sistema é *seguro* para a ocorrência de desligamento do transformador de 69 kV/13,8 kV, conectado entre as barras 542 e 523 da subestação SESI. Dos 98 casos simulados para esta topologia, 8,16% foram classificados como *seguro* e 91,84% como *inseguro*.

**Figura 5.10** – DT09: Contingência de Transformador – Trecho\_523-542/C1 – CP

A tabela 5.28 mostra a *matriz de confusão*, onde a taxa de acerto (*Accuracy*) obtida foi de 98,98%, e foi encontrado apenas um caso predito *inseguro*, e que era verdadeiramente *seguro*. A precisão de classe foi de 100% tanto para o estado *seguro* e de 98,90% para *inseguro*.

**Tabela 5.28** – Matriz de Confusão: Transformador – Trecho\_523-542/C1 – CP

Accuracy: 98,98%	Classe Real		
	Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	7	100,00%
	Inseguro	1	98,90%
Class Recall		87,50%	100,00%

O quadro abaixo mostra os códigos com as regras, onde podemos observar que o nó folha com a classe *seguro*, possui somente casos verdadeiramente *seguro* (7).

Regra para Local_Contingencia = Trecho_523-542/C1 – Carga pesada
V_621 > 0.962
V_131 > 0.944
V_405 > 1.031: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}
<b>V_405 ≤ 1.031: Seguro {Seguro=7, Inseguro/VLT=0}</b>
V_131 ≤ 0.944: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=7}
V_621 ≤ 0.962: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=80}

Na tabela 5.29 estão os resultados da simulação, com os módulos das tensões nas barras 621, 131 e 405 que são os atributos identificados pela árvore de decisão. De acordo com a regra, para o sistema estar no estado *seguro*, é necessário que satisfaça as condições definidas por:  $V_{621} > 0,962pu \rightarrow V_{131} > 0.944pu \rightarrow V_{405} \leq 1.031pu \rightarrow$  *seguro*. Observamos que realmente os valores das tensões nas barras 621, 131 e 405 atendem as condições estabelecidas pela regra, e o sistema não apresentou violação de tensão nas demais barras do sistema, sendo classificado como *seguro*.

Neste caso também, vemos que o *RapidMiner* identificou no nó raiz um atributo crítico representado pela tensão V\_621, referente a barra da subestação SEMD, onde conforme já mencionado, o controle de tensão desta subestação, tem uma forte dependência dos níveis de tensão da subestação SEST. E como a contingência desligou a barra 523 que alimentava uma carga de 23MW elevando com isso as tensões nas barras 542 da SESI e 441 da SEST, é necessário que a tensão na barra 621 da SEMD seja mantida em valores próximos do limite inferior para evitar violação de tensão na barra 441.

**Tabela 5.29** – Resultado da regra da DT09: Transformador – Trecho\_523-542/C1 – CP

Transformador: Trecho-523-542/C1	Atributo Crítico da DT			Violação Limite	Estado do Sistema
	V621	V131	V405		
Resultado Simulação	0.984	0.967	1.000		<b>Seguro</b>
Após ação de controle					

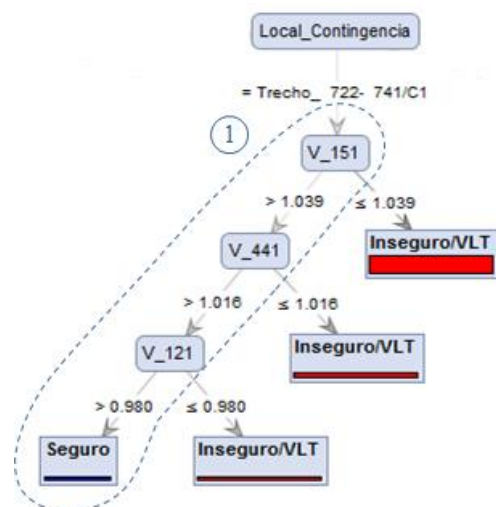
A tabela 5.30 mostra as margens de segurança, iguais ou menores que 0.015pu. Para esta contingência, diferente do cenário de carga leve, as margens de segurança também estão próximas do limite inferior de tensão (0.950pu), onde verificamos que a barra 622 da subestação SEMD está com a menor margem de segurança (0.006pu), daí podemos ver que a regra que define o estado inseguro para o caso de  $V_{621} \leq 0.962pu$ , está totalmente correta, pois caso ela seja atendida a tensão da barra 622 será violada, pois possui uma margem de segurança muito próxima do limite inferior.

**Tabela 5.30** – Margem de segurança de tensão: Transformador – Trecho\_523-542/C1 – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo (pu)	Superior	Inferior	$M_{V_{i_{max}}}$	$M_{V_{i_{min}}}$
122	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
141	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
151	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
403	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
421	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
542	0.962	1.050	0.950	0.088	0.012
622	0.956	1.050	0.950	0.094	0.006
821	1.038	1.050	0.950	0.012	0.088
841	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
851	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089

#### e) Simulação 10: Contingência de Transformador – Trecho\_722-741/C1 – CP

A árvore de decisão para esta contingência, está apresentada na figura 5.11, cujo resultado da classificação mostra que o sistema é *seguro* para a ocorrência de desligamento do transformador de 69 kV/13,8 kV, conectado entre as barras 741 e 722 da subestação SEQT. Dos 98 casos simulados para esta topologia, 3,06% foram classificados como *seguro* e 96,94% como *inseguro*.



**Figura 5.11** – DT10: Contingência de Transformador – Trecho\_722-741/C1 – CP



A tabela 5.31 mostra a *matriz de confusão*, para uma taxa de acerto (*Accuracy*) de 100,00%, onde não foi encontrado nenhum caso com predição errada. A precisão de classe foi de 100% tanto para o estado *seguro* quanto para *inseguro*.

**Tabela 5.31** – Matriz de Confusão: Transformador – Trecho\_722-741/C1 – CP

Accuracy: 100,00%		Classe Real		
		Seguro	Inseguro	Class Precision
Classe Predita	Seguro	3	0	100,00%
	Inseguro	0	95	100,00%
Class Recall		100,00%	100,00%	

O quadro abaixo mostra os códigos com as regras, onde podemos observar que o nó folha com a classe *seguro*, possui somente casos verdadeiramente *seguro* (3).

Regra para Local_Contingencia = Trecho_722-741/C1 – Carga pesada
V_151 > 1.039
V_441 > 1.016
<b>V_121 &gt; 0.980: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}</b>
V_121 ≤ 0.980: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}
V_441 ≤ 1.016: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=9}
V_151 ≤ 1.039: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=83}

Na tabela 5.32 estão os resultados da simulação, com os módulos das tensões nas barras 151, 441 e 121 que são os atributos identificados pela árvore de decisão. De acordo com a regra, para o sistema estar no estado *seguro*, é necessário que satisfaça as condições definidas por:  $V_{151} > 1,039\text{pu} \rightarrow V_{441} > 1.016\text{pu} \rightarrow V_{121} > 0.980\text{pu} \rightarrow \textit{seguro}$ . Os valores das tensões nas barras 151, 441 e 121 atendem as condições estabelecidas pela regra, e o sistema não apresentou violação de tensão nas demais barras, sendo classificado como *seguro*.

**Tabela 5.32** – Resultado da regra da DT10: Transformador – Trecho\_722-741/C1 – CP

Transformador: Trecho-722-741/C1	Atributo Crítico da DT			Violação Limite	Estado do Sistema
	V151	V441	V121		
Resultado Simulação	1.040	1.030	0.982		<b>Seguro</b>
Após ação de controle					

A tabela 5.33 mostra as margens de segurança, iguais ou menores que 0.015pu. Para esta contingência, diferente do cenário de carga leve, as margens de segurança também estão próximas do limite inferior de tensão (0.950pu), onde verificamos que a barra 621 e 641 da subestação SEMD apresentam as menores margens de segurança, sendo de 0.002pu cada uma.



**Tabela 5.33** – Margem de segurança de tensão: Transformador – Trecho\_722-741/C1 – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( $pu$ )	Superior	Inferior	$M_{V_{i_{max}}}$	$M_{V_{i_{min}}}$
122	1.038	1.050	0.950	0.012	0.088
131	0.965	1.050	0.950	0.085	0.015
141	1.038	1.050	0.950	0.012	0.088
151	1.040	1.050	0.950	0.010	0.090
403	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
421	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
621	0.958	1.050	0.950	0.098	0.002
641	0.952	1.050	0.950	0.098	0.002
821	1.037	1.050	0.950	0.013	0.087
841	1.040	1.050	0.950	0.010	0.090
851	1.037	1.050	0.950	0.013	0.087

Nas simulações realizadas neste capítulo, verificamos que para os dois cenários de carga leve e pesada em que foram avaliadas as contingências críticas para o sistema elétrico em estudo, as árvores de decisão geradas apresentaram um elevado grau de precisão quanto à classificação do estado de operação do sistema elétrico como *seguro* ou *inseguro*.

As ações de controle corretivo para os casos em que o sistema foi classificado como *inseguro*, foram claramente identificáveis por meio de uma simples verificação dos atributos críticos que faziam parte da regra gerada pela árvore a partir do nó raiz. Como estes atributos eram as próprias variáveis de controle do sistema, as ações de controle realizadas, confirmaram em todos os casos avaliados, que a indicação dada pela regra quanto às variáveis que deveriam ser ajustadas estava correta, isto é, o sistema retornou para o estado *seguro*, pois todas as tensões que anteriormente estavam violadas foram ajustadas para dentro dos limites inferior e superior.

## Capítulo 6 - Conclusões

### 6.1. Considerações finais

No desenvolvimento deste trabalho foi apresentada uma metodologia para avaliação da segurança estática de sistemas elétricos de potência utilizando a técnica de mineração de dados, conhecida como Árvore de Decisão. A integração dessa metodologia à função Avaliação de Segurança do sistema de supervisão e controle em tempo real proporcionará uma alternativa inovadora em substituição aos tradicionais métodos utilizados nos centros de controle das empresas concessionárias de energia elétrica.

O estudo de caso aqui apresentado adotou inicialmente a estratégia de considerar na classificação do estado do sistema como *seguro* ou *inseguro*, apenas as violações de módulo das tensões nodais, desprezando as violações de limites térmicos dos equipamentos. Este fato foi importante, pois simplificou a análise da aplicação da metodologia, focando o trabalho na avaliação da capacidade da árvore de decisão em identificar com precisão e clareza os atributos críticos que afetam o estado do sistema para cada topologia e condição operacional. Além disso, os atributos selecionados para compor a base de dados para indução das árvores de decisão foram apenas as variáveis de controle do sistema tais como as tensões nodais e as potências ativas e reativas geradas, o que facilitou consideravelmente a realização das ações de controle corretivo.

Com os resultados das simulações das contingências mostradas no capítulo 05 verifica-se que a técnica de árvore de decisão apresenta um elevado grau de precisão na indicação dos atributos (variáveis de controle) que mais influenciam no estado de segurança do sistema, ou seja, os casos classificados como *seguro* ou *inseguro* provou-se que é possível mudar de um estado para outro, atuando nos valores dos atributos críticos de acordo com o que foi definido pela regra da árvore de decisão.

Um aspecto relevante deste trabalho que deve ser considerado, é que mesmo estando limitado a 98 casos simulados para avaliação de cada contingência, a base de dados gerada, levou a resultados extremamente positivos com relação a precisão de classificação, daí pode-se concluir que para a obtenção de modelos de árvore de decisão que representem fielmente os casos reais de operação do sistema, poderão ser usadas as informações provenientes da base de dados histórica do sistema de supervisão e controle que representam as diversas topologias e

pontos de operação. Se forem agregados a estes casos da base histórica, outros obtidos a partir da simulação em torno destes casos e aumentando o número para cada topologia, a taxa de precisão da classificação poderá ser consideravelmente melhorada.

Os resultados alcançados até aqui com o uso da técnica de árvore de decisão, mostraram que a metodologia é de grande aplicabilidade, e se mostra como uma excelente alternativa para aplicação em ambientes de tempo real, devido às suas características que simplificam consideravelmente a apresentação dos resultados das regras para qualquer cenário de carga e topologia, possibilitando assim, a tomada de ações de controle preventivo ou corretivo a partir da regra estabelecida pela árvore de decisão.

## **6.2. Sugestões para trabalhos futuros**

Com os resultados do estudo de caso, mostrou-se a viabilidade e a capacidade da técnica de árvore de decisão para orientar as ações de controle preventivo e corretivo nos centros de operação, porém, algumas ações serão necessárias realizar no futuro, visando o aperfeiçoamento da metodologia para aplicação na função de avaliação de segurança de um sistema de supervisão e controle, a saber:

- Realizar novos estudos para o sistema Amapá, utilizando na formação da base de dados rotulada, as informações provenientes da base de dados histórica do sistema de supervisão e controle. Aumentar o número de casos agregando novos casos simulados em torno do caso base da topologia considerada, em um número muito maior do que os utilizados no presente estudo, para melhorar a precisão de classificação.
- Considerar na avaliação da segurança estática, além das violações de módulo das tensões nodais já avaliadas neste trabalho, as violações de limites dos equipamentos como geradores, transformadores, linhas de transmissão, entre outros, de acordo as restrições descritas em 2.5.3.
- Realizar a integração da metodologia conforme modelo apresentado na figura 4.1, na função de avaliação de segurança do centro de operação do sistema disponibilizando-a como ferramenta de suporte à operação de tempo real.

## Referências Bibliográficas

- [01] El-Hawary M.E., Introduction to Electrical Power Systems, IEEE Press, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2008.
- [02] Alves, F. R. M.; Henriques, R. M.; Passos Filho, J. A.; Gomes Júnior, S.; Borges, C. L. T.; Rangel, R. D.; Falcão, D. M.; Avelada, A. A.; Taranto, G. N.; Assis, T. M. L., Ferramenta Integrada para Avaliação da Segurança Estática e Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte, XII SEPOPE, Maio 2012, RJ – Brasil.
- [03] El-Sharkawi, M. A.; Static Security Assessment of Power System Using Kohonen Neural Network - Department of Electrical Engineering, University of Washington - Seattle, 1993.
- [04] Lo, K. L.; Peng, L. J. Design of Artificial Neural Networks for On-line Static Security Assessment Problems - 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, November 1997.
- [05] Hatziargyriou, N. D.; Contaxis, G. C.; Sideris, N. C. A decision tree method for on-line steady state security assessment, Power Systems, IEEE Transactions on, Volume: 9, 1994, Page: 1052-1061.
- [06] Gaia, D.S., U. H. Bezerra, U. H., Vieira, J. P. A., Bernardes, B. C., Ohana, I., Oliveira, W. D., Uma Metodologia para Avaliação da Estabilidade Transitória em Tempo Real de Sistemas Elétricos de Potência Usando Árvore de Decisão – XII SEPOPE, Maio 2012, Rio de Janeiro (RJ) – Brasil.
- [07] Li, Z., Wu, W. Phasor Measurements-Aided Decision Trees for Power System Security Assessment. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou, China, , 2009. ICIC '09. Second International Conference on Information and Computing Science.
- [08] Swarup, K. S.; Mastakar, R.; Reddy K. V. P.; Decision Tree for Steady State Security Assessment and Evaluation of Power Systems. – Proceedings of ICISIP, 2005.
- [09] Wehenkel, L., Pavella, M., Decision tree approach to power systems security assessment. – University of Liege- Institut Montefiore, Department of Electrical Engineering, Sart-Tilman B28, B-4000 Liege. Belgium, February 1993.
- [10] Saeh, I.S.; Khairuddin, A., Decision Tree for Static Security Assessment Classification – Future Computer and Communication, 2009. ICFCC 2009. International Conference.
- [11] Oliveira, W. D., Bezerra, U. H., Vieira, J. P. A., Gaia, D. S., Monteiro, F., Rodrigues, B. G. D., Comparação dos Algoritmos C4.5 e MLP aplicados a Avaliação da Segurança

Dinâmica e ao Controle Preventivo no Contexto da Estabilidade Transitória – X CLAGTEE, Outubro de 2013 – Viña del Mar – Chile.

- [12] Kundur, P. Definition and classification of power system stability, IEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions 2004.
- [13] Dy Liacco T. E., Real-Time Computer Control of Power Systems, Proceedings of the IEEE, Vol. 62, nº 7, July 1974, pp.884-891.
- [14] Cihlar, T. C., Wear, J. H., Ewart, D. N., Kirchmayer, L. K., Electric Utility System Security. Proceedings of the American Power Conference, Vol. 31, pp. 891-908, 1969.
- [15] Fink, L. H., Carlsen, K., Operating under stress and strain, IEEE Spectrum, Vol. 15, March 1978, pp. 48-53.
- [16] Torres, G. L., Silva, A. P. A., Aplicação de Sistemas Inteligentes em engenharia de potência Escola Federal de Engenharia de Itajubá–EFEI Grupo Inteligência Artificial.
- [17] Pal, J., Power System Static Security Analysis and Control: Use of hybrid expert system for MW and voltage security assessment of power system in an on-line environment — LAP Lambert Academic Publishing AG & Co. KG, 2010.
- [18] Carpentier, J., Static Security Assessment and Control: a Short Survey Athens Power Tech, 1993. APT 93. Proceedings. Joint International Power Conference.
- [19] Balu, N.; Bertram, T.; Bose, A.; Brandwajn, V.; Cauley, G.; Curtice, D.; Fouad, A.; Fink, L.; Lauby, M.G.; Wollenberg, B.F.; Wrubel, J.N., On-line power system security analysis. Proceedings of the IEEE, Volume: 80. 1992.
- [20] Falcão, D. M., Taranto, G. N. Silva, A. P. A., Borges, C. L. T. Controle, Otimização e Inteligência Computacional Aplicados a Sistemas de Energia Elétrica. GCOI-EE: Grupo de Controle, Otimização e Inteligência Computacional Aplicados a Sistemas de Energia Elétrica. COPPE/UFRJ, Programa de Engenharia Elétrica.
- [21] Monticelli, A. Fluxo de carga em redes de energia elétrica – Edgard Blücher Ltda, 1ª Edição, São Paulo, 1983.
- [22] Gómez-Expósito, A., Conejo, A. J., Cañizares, C., Sistemas de Energia Elétrica, Análise e Operação, LTC, Rio de Janeiro, RJ, 2009.
- [23] Bezerra, U. B., Fluxo de Carga em Sistemas de Energia Elétrica, apostila curso Análise de sistemas de energia, UFPA, 2009.
- [24] Monticelli, A.; Garcia, A., Introdução a Sistemas de Energia Elétrica, Campinas-SP: Editora da Unicamp, 1999.

- [25] Tan, P.; Steinbach, M.; Kumar, V. *Introdução ao Data Mining – Mineração de Dados* – Rio de Janeiro, Editora Ciência Moderna Ltda, 2009.
- [26] Castanheira, L. G. *Aplicação de técnicas de mineração de dados em problemas de classificação de padrões*. Dissertação de Mestrado, UFMG, Belo Horizonte – MG, Setembro de 2009.
- [27] Halmenschlager, C., *Um algoritmo para indução de árvores e regras de decisão*, Dissertação Mestrado, Ciência da Computação, PPGC da UFRGS, Abril 2002.
- [28] Garcia, S. C., *O Uso de Árvores de Decisão na Descoberta de Conhecimento na Área da Saúde*, Dissertação Mestrado, Ciência da Computação, UFRGS, Out/2003.
- [29] Anarede – *Manual do Usuário do Programa de Análise de Redes*, CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – V07-08/99.
- [30] RapidMiner 5.0 – *User Manual*, 2010 by Rapid-I GmbH. Disponível em no endereço: [www.rapid-i.com](http://www.rapid-i.com).
- [31] Castillo, G. *Métodos de Avaliação para Classificação Supervisada*, apostila, apresentação de Aprendizagem computacional, Universidade de Aveiro.
- [32] Oliveira, W. D. *Comparação dos algoritmos C4.5 e MLP usados na avaliação da segurança dinâmica e no auxílio ao controle preventivo no contexto da estabilidade transitória de sistemas de potência*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pará – UFPA, 2013.
- [33] Rokach, L., Maimon, O., *Data Mining with Decision Trees: Theory and Applications*, Series in Machine Perception and Artificial Intelligence – Vol. 69, World Scientific Publishing Co. Ltd., 2008.
- [34] *Relatório de Estudos Operacionais Eletrobras Eletronorte–OEO–003/13*, Elaborado: Lima, J. P. F., Gerência de Estudos Elétricos da Operação do Sistema–OEOE–2013.
- [35] Saeh, I. S., Mustafa, M. W., *Machine Learning Classifiers for Steady State Security Evaluation in Power System*. International Journal of Computer Science Issues, Vol. 9, Issue 2, No 3, March 2012.

## Anexo 1 – Regras das árvores de decisão (*RapidMiner*)

### Simulação 01: Cenário de Carga Leve (CL)

**Local\_Contingencia = 0-0** (Topologia Completa)

```
| V_621 > 0.934
| | V_722 > 1.034
| | | V_411 > 1.047: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}
| | | V_411 ≤ 1.047: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=32}
| | V_722 ≤ 1.034
| | | V_441 > 1.024: Seguro {Seguro=9, Inseguro/VLT=0}
| | | V_441 ≤ 1.024
| | | | V_321 > 1.043: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
| | | | V_321 ≤ 1.043: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=7}
| V_621 ≤ 0.934: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=46}
```

**Local\_Contingencia = Barra\_ 101: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=98}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 103: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=98}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 398: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 401: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 403: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 405: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 407: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 411: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 412: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 413: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 421: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 441: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 494: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 495: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 496: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 523: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 524: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 525: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 621: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 622: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 721: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 722: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 723: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 122- 199/C1**

| V\_542 > 0.930  
 | | V\_722 > 1.084: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=29}  
 | | V\_722 ≤ 1.084  
 | | | V\_121 > 0.948  
 | | | | V\_741 > 1.086: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_741 ≤ 1.086: Seguro {Seguro=15, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_121 ≤ 0.948: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=7}  
 | V\_542 ≤ 0.930: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=43}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 131- 121/C1**

| Qg\_412 > -2.250  
 | | V\_722 > 0.997  
 | | | Pg\_101 > 48.950: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=25}  
 | | | Pg\_101 ≤ 48.950  
 | | | | V\_221 > 0.948  
 | | | | | V\_423 > 0.992: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | | V\_423 ≤ 0.992: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | | V\_221 ≤ 0.948: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | | V\_722 ≤ 0.997: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=47}  
 | Qg\_412 ≤ -2.250  
 | | V\_221 > 0.985: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | | V\_221 ≤ 0.985: Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=1}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 141- 199/C1**

| V\_524 > 0.990  
 | | V\_524 > 1.042: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=28}  
 | | V\_524 ≤ 1.042  
 | | | V\_421 > 1.000: Seguro {Seguro=10, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_421 ≤ 1.000  
 | | | | V\_103 > 1.036: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | V\_103 ≤ 1.036: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | V\_524 ≤ 0.990: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=50}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 141- 249/C1**

| V\_621 > 0.992  
 | | V\_441 > 1.004  
 | | | Qg\_398 > 5.750: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | | | Qg\_398 ≤ 5.750: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=36}  
 | | | V\_441 ≤ 1.004  
 | | | | V\_421 > 0.970: Seguro {Seguro=14, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | V\_421 ≤ 0.970  
 | | | | | V\_101 > 1.042: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | | V\_101 ≤ 1.042: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=6}  
 | V\_621 ≤ 0.992: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=36}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 121/C1**

| V\_621 > 0.932  
 | | V\_524 > 1.011  
 | | | V\_402 > 0.987: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=35}  
 | | | V\_402 ≤ 0.987: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}  
 | | V\_524 ≤ 1.011



| | | V\_841 > 1.080: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | | | V\_841 ≤ 1.080  
 | | | | V\_141 > 0.978: Seguro {Seguro=10, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | V\_141 ≤ 0.978: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=2}  
 | V\_621 ≤ 0.932: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=43}

#### **Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 199/C1**

| V\_451 > 0.932  
 | | Pg\_404 > 20.200: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=25}  
 | | Pg\_404 ≤ 20.200  
 | | | V\_121 > 0.964: Seguro {Seguro=14, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_121 ≤ 0.964  
 | | | | V\_351 > 1.012: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | | | | V\_351 ≤ 1.012: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}  
 | V\_451 ≤ 0.932: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=49}

#### **Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 451/C1**

| V\_621 > 0.939  
 | | V\_722 > 1.036: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=23}  
 | | V\_722 ≤ 1.036  
 | | | V\_421 > 0.996  
 | | | | V\_131 > 1.007: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | | V\_131 ≤ 1.007: Seguro {Seguro=9, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_421 ≤ 0.996: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | V\_621 ≤ 0.939: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=58}

#### **Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 451/C2**

| Pg\_404 > 22.150  
 | | Pg\_404 > 26.550: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=24}  
 | | Pg\_404 ≤ 26.550  
 | | | V\_351 > 0.976: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_351 ≤ 0.976: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=6}  
 | Pg\_404 ≤ 22.150: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=60}

#### **Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 851/C1**

| V\_121 > 1.022  
 | | V\_423 > 1.019: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | | V\_423 ≤ 1.019  
 | | | Qg\_496 > 8.950: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}  
 | | | Qg\_496 ≤ 8.950: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=0}  
 | V\_121 ≤ 1.022  
 | | V\_321 > 0.948  
 | | | Qg\_412 > 3.150: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=54}  
 | | | Qg\_412 ≤ 3.150  
 | | | | Qg\_103 > -7.600  
 | | | | | Qg\_412 > 2.250: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | | Qg\_412 ≤ 2.250: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=19}  
 | | | | Qg\_103 ≤ -7.600  
 | | | | | V\_121 > 0.943: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | | V\_121 ≤ 0.943: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | V\_321 ≤ 0.948: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 241- 211/C1**

| V\_397 > 0.973  
 | | V\_412 > 0.957  
 | | | Qg\_103 > 29.650: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | | | Qg\_103 ≤ 29.650  
 | | | | V\_103 > 0.966: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=72}  
 | | | | V\_103 ≤ 0.966  
 | | | | | Qg\_412 > 6: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=8}  
 | | | | | Qg\_412 ≤ 6: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_412 ≤ 0.957: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | V\_397 ≤ 0.973  
 | | V\_141 > 0.978: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_141 ≤ 0.978: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 241- 221/C1**

| V\_641 > 0.986  
 | | Pg\_103 > 30.050  
 | | | Qg\_412 > 16.150: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | Qg\_412 ≤ 16.150: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=38}  
 | | Pg\_103 ≤ 30.050  
 | | | V\_821 > 1.084: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | V\_821 ≤ 1.084: Seguro {Seguro=7, Inseguro/VLT=0}  
 | V\_641 ≤ 0.986: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=48}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 242- 222/C1**

| Qg\_412 > 2.050  
 | | Qg\_496 > 18.400  
 | | | V\_103 > 0.983: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | V\_103 ≤ 0.983: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | Qg\_496 ≤ 18.400: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=60}  
 | Qg\_412 ≤ 2.050  
 | | V\_722 > 1.026: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=15}  
 | | V\_722 ≤ 1.026  
 | | | V\_542 > 0.992: Seguro {Seguro=8, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_542 ≤ 0.992: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=9}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 242- 222/C2**

| V\_121 > 0.992  
 | | V\_122 > 0.999  
 | | | Qg\_103 > 13.900  
 | | | | V\_222 > 1.006: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_222 ≤ 1.006: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | Qg\_103 ≤ 13.900: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=22}  
 | | V\_122 ≤ 0.999  
 | | | V\_423 > 0.998: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_423 ≤ 0.998: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}  
 | V\_121 ≤ 0.992  
 | | V\_398 > 1.047  
 | | | V\_131 > 0.950: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_131 ≤ 0.950: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | | V\_398 ≤ 1.047: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=54}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 249- 241/C1**

| V\_524 > 0.932  
 | | V\_621 > 1.026: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=25}  
 | | V\_621 ≤ 1.026  
 | | | V\_121 > 0.939  
 | | | | V\_351 > 1.054: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | | | | V\_351 ≤ 1.054  
 | | | | | V\_821 > 1.090: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | | V\_821 ≤ 1.090: Seguro {Seguro=16, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_121 ≤ 0.939: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | V\_524 ≤ 0.932: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=45}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 249- 242/C1**

| V\_542 > 0.942  
 | | V\_622 > 1.024: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=26}  
 | | V\_622 ≤ 1.024  
 | | | V\_451 > 0.990: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_451 ≤ 0.990  
 | | | | Qg\_496 > -4.400  
 | | | | | Qg\_411 > 12.150: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | | Qg\_411 ≤ 12.150: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=14}  
 | | | | Qg\_496 ≤ -4.400: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}  
 | V\_542 ≤ 0.942: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=43}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 321- 351/C1**

| V\_441 > 1.023  
 | | V\_722 > 1.028  
 | | | V\_411 > 1.048: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_411 ≤ 1.048: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=31}  
 | | V\_722 ≤ 1.028  
 | | | V\_141 > 0.985: Seguro {Seguro=11, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_141 ≤ 0.985: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | V\_441 ≤ 1.023: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=51}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 351- 451/C1**

| Qg\_103 > -31.900  
 | | V\_496 > 0.953  
 | | | Qg\_496 > -9.100  
 | | | | V\_411 > 0.952  
 | | | | | V\_211 > 1.018  
 | | | | | | V\_211 > 1.022: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=17}  
 | | | | | | V\_211 ≤ 1.022: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | | V\_211 ≤ 1.018: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=67}  
 | | | | V\_411 ≤ 0.952: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}  
 | | | Qg\_496 ≤ -9.100: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=2}  
 | | V\_496 ≤ 0.953: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=2}  
 | Qg\_103 ≤ -31.900: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 397- 321/C1**

| Qg\_404 > -8.850  
 | | Qg\_103 > 31.850: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}  
 | | Qg\_103 ≤ 31.850: Inseguro/VLT {Seguro=3, Inseguro/VLT=78}

| Qg\_404 ≤ -8.850  
 | | V\_524 > 1.027: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=7}  
 | | V\_524 ≤ 1.027: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=1}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 397- 321/C2**

| V\_422 > 0.968  
 | | Qg\_101 > -22.550  
 | | | V\_421 > 1.042  
 | | | | V\_221 > 1.014: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | V\_221 ≤ 1.014: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=8}  
 | | | V\_421 ≤ 1.042: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=62}  
 | | Qg\_101 ≤ -22.550  
 | | | V\_101 > 0.989: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_101 ≤ 0.989: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | V\_422 ≤ 0.968  
 | | V\_423 > 1.010: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_423 ≤ 1.010: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=9}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 397- 321/C3**

| Qg\_411 > 2.850  
 | | V\_221 > 1.054  
 | | | Qg\_496 > 16.200: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | Qg\_496 ≤ 16.200: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | | V\_221 ≤ 1.054: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=56}  
 | Qg\_411 ≤ 2.850  
 | | V\_821 > 1.042: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=13}  
 | | V\_821 ≤ 1.042  
 | | | V\_141 > 1.002  
 | | | | V\_722 > 1.043: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | | | | V\_722 ≤ 1.043: Seguro {Seguro=10, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_141 ≤ 1.002: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=7}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 421- 499/C1**

| V\_621 > 0.932  
 | | V\_722 > 1.043: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=27}  
 | | V\_722 ≤ 1.043  
 | | | V\_151 > 1.038: Seguro {Seguro=8, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_151 ≤ 1.038  
 | | | | V\_221 > 1.004: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | V\_221 ≤ 1.004: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=13}  
 | V\_621 ≤ 0.932: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=46}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 422- 497/C1**

| V\_542 > 0.940  
 | | V\_622 > 1.026: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=28}  
 | | V\_622 ≤ 1.026  
 | | | V\_741 > 1.058: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | | | V\_741 ≤ 1.058  
 | | | | V\_121 > 0.954  
 | | | | | V\_221 > 0.929: Seguro {Seguro=12, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | | V\_221 ≤ 0.929: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | | V\_121 ≤ 0.954: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}

|  $V_{542} \leq 0.940$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=48}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 423- 498/C1**

|  $V_{421} > 1.026$

| |  $V_{622} > 1.025$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=22}

| |  $V_{622} \leq 1.025$

| | |  $Qg_{103} > 8.900$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}

| | |  $Qg_{103} \leq 8.900$

| | | |  $V_{141} > 0.990$ : Seguro {Seguro=9, Inseguro/VLT=0}

| | | |  $V_{141} \leq 0.990$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}

|  $V_{421} \leq 1.026$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=61}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 402/C1**

|  $Qg_{101} > 13.950$

| |  $V_{542} > 0.939$

| | |  $V_{542} > 0.962$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=7}

| | |  $V_{542} \leq 0.962$ : Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=0}

| |  $V_{542} \leq 0.939$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=12}

|  $Qg_{101} \leq 13.950$ : Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=73}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 497/C1**

|  $Pg_{404} > 18.850$

| |  $Pg_{404} > 22.450$ : Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=32}

| |  $Pg_{404} \leq 22.450$

| | |  $Qg_{398} > 0.050$ : Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=0}

| | |  $Qg_{398} \leq 0.050$ : Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=4}

|  $Pg_{404} \leq 18.850$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=54}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 498/C1**

|  $V_{524} > 0.997$

| |  $Pg_{404} > 22.800$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=27}

| |  $Pg_{404} \leq 22.800$

| | |  $V_{151} > 1.008$ : Seguro {Seguro=12, Inseguro/VLT=1}

| | |  $V_{151} \leq 1.008$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}

|  $V_{524} \leq 0.997$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=52}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 542/C1**

|  $V_{524} > 0.966$

| |  $V_{722} > 1.038$

| | |  $V_{101} > 0.968$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=25}

| | |  $V_{101} \leq 0.968$ : Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}

| |  $V_{722} \leq 1.038$

| | |  $V_{141} > 0.984$

| | | |  $V_{122} > 1.082$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}

| | | |  $V_{122} \leq 1.082$ : Seguro {Seguro=13, Inseguro/VLT=0}

| | |  $V_{141} \leq 0.984$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}

|  $V_{524} \leq 0.966$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=53}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 641/C1**

|  $V_{542} > 1.037$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=37}

|  $V_{542} \leq 1.037$

| |  $V_{141} > 0.998$

| | |  $V_{121} > 1.018$ : Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=9}

| | |  $V_{121} \leq 1.018$

| | | | V\_122 > 1.093: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | | | | V\_122 ≤ 1.093  
 | | | | V\_421 > 0.988: Seguro {Seguro=14, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | V\_421 ≤ 0.988  
 | | | | V\_211 > 0.990: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | V\_211 ≤ 0.990: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | | V\_141 ≤ 0.998: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=23}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 741/C1**

| Qg\_404 > -8.600  
 | | V\_101 > 1.048  
 | | | Pg\_101 > 48.450: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}  
 | | | Pg\_101 ≤ 48.450: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=8}  
 | | V\_101 ≤ 1.048  
 | | V\_151 > 1.035  
 | | | Qg\_103 > -2.700  
 | | | | V\_101 > 1.030: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | | V\_101 ≤ 1.030: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | Qg\_103 ≤ -2.700: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=18}  
 | | | V\_151 ≤ 1.035: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=58}  
 | Qg\_404 ≤ -8.600  
 | | V\_422 > 1.007: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_422 ≤ 1.007: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 451- 497/C1**

| V\_121 > 0.990  
 | | Qg\_496 > 0.400  
 | | | V\_101 > 1.011: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=14}  
 | | | V\_101 ≤ 1.011  
 | | | V\_221 > 0.990  
 | | | | V\_122 > 1.069: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_122 ≤ 1.069: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_221 ≤ 0.990: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | | Qg\_496 ≤ 0.400  
 | | | V\_722 > 1.042: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | | | V\_722 ≤ 1.042  
 | | | | V\_321 > 0.981: Seguro {Seguro=8, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | V\_321 ≤ 0.981: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | V\_121 ≤ 0.990: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=57}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 451- 498/C1**

| V\_621 > 0.930  
 | | V\_722 > 1.042: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=27}  
 | | V\_722 ≤ 1.042  
 | | | V\_122 > 1.080: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | | | V\_122 ≤ 1.080  
 | | | | Qg\_398 > 3.650: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=5}  
 | | | | Qg\_398 ≤ 3.650: Seguro {Seguro=18, Inseguro/VLT=1}  
 | V\_621 ≤ 0.930: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=42}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 451- 499/C1**

| V\_121 > 0.976  
 | | V\_821 > 1.012  
 | | | Qg\_101 > -10.550: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=27}  
 | | | Qg\_101 ≤ -10.550  
 | | | | V\_411 > 1.036: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_411 ≤ 1.036: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_821 ≤ 1.012  
 | | | V\_141 > 0.992  
 | | | | V\_141 > 1.035: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_141 ≤ 1.035: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_141 ≤ 0.992: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | V\_121 ≤ 0.976: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=50}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 523- 542/C1**

| V\_412 > 0.952  
 | | V\_398 > 1.048  
 | | | V\_101 > 1.005: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_101 ≤ 1.005: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}  
 | | V\_398 ≤ 1.048  
 | | | V\_103 > 1.043  
 | | | | V\_103 > 1.046: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=13}  
 | | | | V\_103 ≤ 1.046: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_103 ≤ 1.043  
 | | | | V\_402 > 1.054  
 | | | | | Qg\_398 > 1.750: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | | Qg\_398 ≤ 1.750: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=12}  
 | | | | V\_402 ≤ 1.054: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=58}  
 | V\_412 ≤ 0.952: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 524- 542/C1**

| V\_542 > 0.929  
 | | Pg\_404 > 9.150: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=41}  
 | | Pg\_404 ≤ 9.150  
 | | | V\_221 > 0.935  
 | | | | V\_423 > 1.040: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_423 ≤ 1.040: Seguro {Seguro=11, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_221 ≤ 0.935: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | V\_542 ≤ 0.929: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=37}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 525- 542/C1**

| V\_441 > 1.017  
 | | V\_722 > 1.090: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=29}  
 | | V\_722 ≤ 1.090  
 | | | V\_131 > 0.972  
 | | | | V\_211 > 1.032: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_211 ≤ 1.032: Seguro {Seguro=13, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_131 ≤ 0.972  
 | | | | V\_821 > 1.013: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | V\_821 ≤ 1.013: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | V\_441 ≤ 1.017: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=43}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 621- 641/C1**

| Pg\_103 > 29.750  
 | | V\_103 > 1.047: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}  
 | | V\_103 ≤ 1.047: Inseguro/VLT {Seguro=2, Inseguro/VLT=52}  
 | Pg\_103 ≤ 29.750  
 | | V\_524 > 0.952  
 | | | V\_402 > 0.999  
 | | | | Qg\_101 > -8.600  
 | | | | | V\_211 > 0.965: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | | | | | V\_211 ≤ 0.965: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | | Qg\_101 ≤ -8.600: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | V\_402 ≤ 0.999: Seguro {Seguro=10, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_524 ≤ 0.952: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=18}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 622- 641/C1**

| V\_151 > 1.018  
 | | V\_722 > 1.088: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=24}  
 | | V\_722 ≤ 1.088  
 | | | Pg\_404 > 1.650  
 | | | | V\_741 > 1.028  
 | | | | | Qg\_103 > -2.400  
 | | | | | | V\_121 > 0.986: Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | | | V\_121 ≤ 0.986: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | | | Qg\_103 ≤ -2.400: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=7}  
 | | | | | V\_741 ≤ 1.028  
 | | | | | | V\_131 > 0.950: Seguro {Seguro=12, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | | | V\_131 ≤ 0.950: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | Pg\_404 ≤ 1.650: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=12}  
 | V\_151 ≤ 1.018: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=34}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 721- 741/C1**

| V\_398 > 0.958  
 | | Qg\_404 > 13.050  
 | | | V\_621 > 0.933  
 | | | | Pg\_101 > 48.400: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | | | | Pg\_101 ≤ 48.400  
 | | | | | V\_122 > 1.066: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | | V\_122 ≤ 1.066: Seguro {Seguro=8, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_621 ≤ 0.933: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=25}  
 | | Qg\_404 ≤ 13.050  
 | | | Qg\_412 > -8.450: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=52}  
 | | | Qg\_412 ≤ -8.450: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | V\_398 ≤ 0.958: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 722- 741/C1**

| V\_441 > 1.025  
 | | Pg\_404 > 8: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=33}  
 | | Pg\_404 ≤ 8  
 | | | V\_151 > 1.021  
 | | | | V\_151 > 1.046: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_151 ≤ 1.046  
 | | | | V\_103 > 0.970: Seguro {Seguro=10, Inseguro/VLT=0}



| | | | | V\_103 ≤ 0.970: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | V\_151 ≤ 1.021: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | V\_441 ≤ 1.025: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=46}

**Local Contingencia = Trecho\_ 723- 741/C1**

| V\_641 > 0.981  
 | | Qg\_103 > 14.550: Seguro {Seguro=8, Inseguro/VLT=0}  
 | | Qg\_103 ≤ 14.550  
 | | | V\_722 > 1.041: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=14}  
 | | | V\_722 ≤ 1.041  
 | | | | V\_221 > 1.026: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | | | | V\_221 ≤ 1.026  
 | | | | | V\_141 > 0.994: Seguro {Seguro=14, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | | V\_141 ≤ 0.994: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | V\_641 ≤ 0.981: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=50}

**Local Contingencia = Trecho\_ 741- 542/C1**

| V\_101 > 1.048: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}  
 | V\_101 ≤ 1.048  
 | | Qg\_404 > -27.250  
 | | | Qg\_411 > 4.250: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=50}  
 | | | Qg\_411 ≤ 4.250  
 | | | | V\_821 > 0.986  
 | | | | | Qg\_496 > 16.350: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | | Qg\_496 ≤ 16.350  
 | | | | | V\_422 > 1.003: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=21}  
 | | | | | V\_422 ≤ 1.003  
 | | | | | | V\_222 > 0.954  
 | | | | | | | V\_402 > 1.043: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | | | | V\_402 ≤ 1.043: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=10}  
 | | | | | | | V\_222 ≤ 0.954: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | V\_821 ≤ 0.986: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=1}  
 | | Qg\_404 ≤ -27.250: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}

**Local Contingencia = Trecho\_ 821- 899/C2**

| V\_621 > 0.933  
 | | V\_722 > 1.023  
 | | | Pg\_103 > 30.250: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=34}  
 | | | Pg\_103 ≤ 30.250  
 | | | | V\_441 > 1.058: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_441 ≤ 1.058: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_722 ≤ 1.023  
 | | | V\_101 > 1.046: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | V\_101 ≤ 1.046: Seguro {Seguro=10, Inseguro/VLT=0}  
 | V\_621 ≤ 0.933: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=46}

**Local Contingencia = Trecho\_ 841- 899/C1**

| V\_402 > 1.068  
 | | V\_141 > 1.070: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | V\_141 ≤ 1.070: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}  
 | V\_402 ≤ 1.068  
 | | V\_131 > 1.040

| | |  $V_{423} > 1.014$ : Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=1}  
 | | |  $V_{423} \leq 1.014$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | |  $V_{131} \leq 1.040$   
 | | |  $V_{421} > 1.042$   
 | | | |  $V_{131} > 0.982$   
 | | | | |  $V_{131} > 1.007$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | | |  $V_{131} \leq 1.007$ : Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | |  $V_{131} \leq 0.982$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=9}  
 | | |  $V_{421} \leq 1.042$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=68}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 841- 949/C1**

|  $V_{722} > 0.990$   
 | |  $Pg_{101} > 48.550$   
 | | |  $V_{103} > 0.960$ : Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=34}  
 | | |  $V_{103} \leq 0.960$ : Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | |  $Pg_{101} \leq 48.550$   
 | | |  $V_{821} > 1.019$ : Seguro {Seguro=7, Inseguro/VLT=1}  
 | | |  $V_{821} \leq 1.019$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 |  $V_{722} \leq 0.990$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=48}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 851- 899/C1**

|  $V_{621} > 0.937$   
 | |  $V_{722} > 1.017$   
 | | |  $V_{496} > 1.044$   
 | | | |  $V_{101} > 1.024$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | |  $V_{101} \leq 1.024$ : Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | |  $V_{496} \leq 1.044$   
 | | | |  $V_{621} > 0.960$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=35}  
 | | | |  $V_{621} \leq 0.960$ : Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | |  $V_{722} \leq 1.017$   
 | | |  $V_{222} > 1.018$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | |  $V_{222} \leq 1.018$ : Seguro {Seguro=7, Inseguro/VLT=0}  
 |  $V_{621} \leq 0.937$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=47}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 921- 941/C1**

|  $Qg_{411} > 5.250$ : Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=56}  
 |  $Qg_{411} \leq 5.250$   
 | |  $V_{411} > 1.030$   
 | | |  $V_{524} > 1.029$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | |  $V_{524} \leq 1.029$ : Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=0}  
 | |  $V_{411} \leq 1.030$   
 | | |  $V_{421} > 1.024$   
 | | | |  $V_{398} > 1.034$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | | | |  $V_{398} \leq 1.034$ : Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}  
 | | |  $V_{421} \leq 1.024$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=24}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 941- 949/C1**

|  $V_{412} > 0.988$   
 | |  $V_{411} > 1.048$   
 | | |  $V_{103} > 1.002$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}  
 | | |  $V_{103} \leq 1.002$ : Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}  
 | |  $V_{411} \leq 1.048$ : Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=62}

| V\_412 ≤ 0.988  
 | | V\_131 > 0.988  
 | | | V\_222 > 1.030: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | V\_222 ≤ 1.030: Seguro {Seguro=7, Inseguro/VLT=1}  
 | | V\_131 ≤ 0.988  
 | | | V\_422 > 1.004: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | | | V\_422 ≤ 1.004: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=15}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 949- 1041/C1**

| V\_621 > 0.933  
 | | V\_722 > 1.047: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=27}  
 | | V\_722 ≤ 1.047  
 | | | V\_211 > 0.935  
 | | | | V\_122 > 1.070: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | | V\_122 ≤ 1.070  
 | | | | | Qg\_404 > -12.150: Seguro {Seguro=16, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | | Qg\_404 ≤ -12.150: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | | | V\_211 ≤ 0.935: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}  
 | V\_621 ≤ 0.933: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=45}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 1021- 1041/C1**

| V\_411 > 0.954  
 | | Qg\_411 > 18.800  
 | | | V\_103 > 1.003: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_103 ≤ 1.003: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | Qg\_411 ≤ 18.800  
 | | | V\_101 > 0.952  
 | | | | Pg\_101 > 50.350: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | Pg\_101 ≤ 50.350  
 | | | | | Qg\_496 > 21.500: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | | | | | Qg\_496 ≤ 21.500  
 | | | | | V\_621 > 0.974  
 | | | | | | V\_542 > 1.034: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=19}  
 | | | | | | V\_542 ≤ 1.034: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | | | | V\_621 ≤ 0.974: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=64}  
 | | | V\_101 ≤ 0.952: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | V\_411 ≤ 0.954: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}

## Simulação 02: Cenário de Carga Pesada (CP)

**Local\_Contingencia = 0-0** (Topologia completa)

| V\_524 > 1.014

| | V\_413 > 1.031: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}

| | V\_413 ≤ 1.031: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}

| V\_524 ≤ 1.014: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=91}

**Local\_Contingencia = Barra\_ 101: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 103: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 398: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 401: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 403: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 405: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 407: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 411: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 412: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 413: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 421: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 441: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 494: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 495: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 496: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 523: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 524: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 525: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 621: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=98}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 622: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 721: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=98}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 722: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=98}**

**Local\_Contingencia = Barra\_ 723: Seguro {Seguro=98, Inseguro/VLT=0}**

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 122- 199/C1**

| V\_141 > 1.060: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}

| V\_141 ≤ 1.060

| | Pg\_404 > 28.900

| | | V\_249 > 0.998: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}

| | | V\_249 ≤ 0.998: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}

| | Pg\_404 ≤ 28.900: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=91}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 131- 121/C1**

| Qg\_411 > -2.900: Inseguro/VLT {Seguro=2, Inseguro/VLT=93}

| Qg\_411 ≤ -2.900: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 141- 199/C1**

- | V\_403 > 1.040: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}
- | V\_403 ≤ 1.040: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=94}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 141- 249/C1**

- | V\_421 > 0.964
- | | V\_421 > 0.974: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=4}
- | | V\_421 ≤ 0.974: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=0}
- | V\_421 ≤ 0.964: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=87}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 121/C1**

- | V\_641 > 0.948: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
- | V\_641 ≤ 0.948: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=96}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 199/C1**

- | V\_441 > 0.982
- | | V\_101 > 1.004: Seguro {Seguro=10, Inseguro/VLT=1}
- | | V\_101 ≤ 1.004: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}
- | V\_441 ≤ 0.982: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=85}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 451/C1**

- | V\_524 > 1.006
- | | V\_101 > 1.014: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}
- | | V\_101 ≤ 1.014: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}
- | V\_524 ≤ 1.006: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=93}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 451/C2**

- | V\_524 > 0.997
- | | V\_412 > 0.990: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}
- | | V\_412 ≤ 0.990: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}
- | V\_524 ≤ 0.997: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=88}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 151- 851/C1**

- | Pg\_404 > 20.250
- | | V\_131 > 0.934: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}
- | | V\_131 ≤ 0.934: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}
- | Pg\_404 ≤ 20.250: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=90}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 241- 211/C1**

- | V\_741 > 0.996
- | | V\_222 > 0.940: Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=0}
- | | V\_222 ≤ 0.940: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}
- | V\_741 ≤ 0.996: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=91}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 241- 221/C1**

- | V\_621 > 0.942: Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=1}
- | V\_621 ≤ 0.942
- | | Qg\_398 > -1.250: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=90}
- | | Qg\_398 ≤ -1.250: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 242- 222/C1**

- | V\_423 > 1.047: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
- | V\_423 ≤ 1.047
- | | Pg\_404 > 26.400
- | | | V\_121 > 0.960: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}

| | |  $V_{121} \leq 0.960$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | |  $Pg_{404} \leq 26.400$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=91}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 242- 222/C2: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseg/VLT=97}**

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 249- 241/C1**

|  $V_{621} > 0.946$   
 | |  $V_{402} > 0.972$ : Seguro {Seguro=9, Inseguro/VLT=1}  
 | |  $V_{402} \leq 0.972$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 |  $V_{621} \leq 0.946$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=86}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 249- 242/C1**

|  $V_{722} > 0.986$   
 | |  $V_{421} > 1.027$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | |  $V_{421} \leq 1.027$ : Seguro {Seguro=10, Inseguro/VLT=1}  
 |  $V_{722} \leq 0.986$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=84}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 321- 351/C1**

|  $V_{351} > 0.992$   
 | |  $V_{403} > 1.039$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | |  $V_{403} \leq 1.039$ : Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=0}  
 |  $V_{351} \leq 0.992$   
 | |  $V_{351} > 0.988$   
 | | |  $V_{405} > 1.035$ : Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}  
 | | |  $V_{405} \leq 1.035$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=6}  
 | |  $V_{351} \leq 0.988$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=82}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 351- 451/C1: Inseguro/VLT {Seguro=2, Inseg/VLT=96}**

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 397- 321/C1**

|  $V_{351} > 0.992$   
 | |  $V_{101} > 1.046$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | |  $V_{101} \leq 1.046$ : Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}  
 |  $V_{351} \leq 0.992$   
 | |  $V_{621} > 0.954$ : Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | |  $V_{621} \leq 0.954$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=91}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 397- 321/C2**

|  $V_{441} > 1.024$ : Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 |  $V_{441} \leq 1.024$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=96}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 397- 321/C3**

|  $V_{524} > 1.015$ : Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 |  $V_{524} \leq 1.015$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=96}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 421- 499/C1**

|  $V_{741} > 0.992$   
 | |  $V_{211} > 0.929$ : Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}  
 | |  $V_{211} \leq 0.929$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 |  $V_{741} \leq 0.992$   
 | |  $Qg_{404} > -11.250$ : Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=89}  
 | |  $Qg_{404} \leq -11.250$ : Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 422- 497/C1**

|  $V_{351} > 0.986$   
 | |  $V_{423} > 0.988$ : Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}

| | V\_423 ≤ 0.988: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | V\_351 ≤ 0.986: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=93}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 423- 498/C1**

| V\_211 > 1.049: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | V\_211 ≤ 1.049  
 | | V\_421 > 1.021  
 | | | V\_103 > 1.022: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}  
 | | | V\_103 ≤ 1.022: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_421 ≤ 1.021: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=91}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 402/C1: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseg/VLT=97}**

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 497/C1**

| V\_722 > 0.986  
 | | V\_121 > 0.966: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_121 ≤ 0.966: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | V\_722 ≤ 0.986: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=94}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 498/C1**

| Pg\_404 > 27.150: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}  
 | Pg\_404 ≤ 27.150: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=95}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 542/C1: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseg/VLT=97}**

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 641/C1**

| V\_542 > 0.986  
 | | V\_221 > 0.936  
 | | | V\_121 > 0.956: Seguro {Seguro=7, Inseguro/VLT=0}  
 | | | V\_121 ≤ 0.956: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=5}  
 | | V\_221 ≤ 0.936: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=12}  
 | V\_542 ≤ 0.986: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=73}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 441- 741/C1: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseg/VLT=98}**

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 451- 497/C1**

| Pg\_404 > 27.350: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}  
 | Pg\_404 ≤ 27.350: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=95}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 451- 498/C1**

| V\_441 > 1.020  
 | | V\_121 > 0.951: Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_121 ≤ 0.951: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}  
 | V\_441 ≤ 1.020: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=91}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 451- 499/C1**

| V\_542 > 0.962: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}  
 | V\_542 ≤ 0.962: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=96}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 523- 542/C1**

| V\_621 > 0.962  
 | | V\_131 > 0.944  
 | | | V\_405 > 1.031: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}  
 | | | V\_405 ≤ 1.031: Seguro {Seguro=7, Inseguro/VLT=0}  
 | | V\_131 ≤ 0.944: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=7}  
 | V\_621 ≤ 0.962: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=80}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 524- 542/C1**

- | V\_641 > 0.958
- | | V\_398 > 1.024: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=4}
- | | V\_398 ≤ 1.024: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}
- | V\_641 ≤ 0.958: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=91}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 525- 542/C1**

- | V\_351 > 0.998
- | | V\_221 > 1.018: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}
- | | V\_221 ≤ 1.018: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}
- | V\_351 ≤ 0.998
- | | V\_542 > 0.947
- | | | V\_101 > 1.028: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}
- | | | V\_101 ≤ 1.028: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
- | | V\_542 ≤ 0.947: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=86}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 621- 641/C1**

- | V\_131 > 0.998
- | | V\_101 > 1.035: Seguro {Seguro=4, Inseguro/VLT=0}
- | | V\_101 ≤ 1.035: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=3}
- | V\_131 ≤ 0.998
- | | V\_524 > 1.031: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
- | | V\_524 ≤ 1.031: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=88}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 622- 641/C1**

- | V\_542 > 0.984
- | | V\_211 > 0.970: Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=1}
- | | V\_211 ≤ 0.970: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=9}
- | V\_542 ≤ 0.984: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=83}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 721- 741/C1**

- | V\_402 > 1.062: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}
- | V\_402 ≤ 1.062
- | | V\_351 > 0.988
- | | | V\_398 > 1.003: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=10}
- | | | V\_398 ≤ 1.003: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}
- | | V\_351 ≤ 0.988: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=81}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 722- 741/C1**

- | V\_151 > 1.039
- | | V\_441 > 1.016
- | | | V\_121 > 0.980: Seguro {Seguro=3, Inseguro/VLT=0}
- | | | V\_121 ≤ 0.980: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=3}
- | | V\_441 ≤ 1.016: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=9}
- | V\_151 ≤ 1.039: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=83}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 723- 741/C1**

- | Pg\_404 > 26.150: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}
- | Pg\_404 ≤ 26.150: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=96}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 741- 542/C1**

- | V\_441 > 1.018: Seguro {Seguro=6, Inseguro/VLT=1}
- | V\_441 ≤ 1.018: Inseguro/VLT {Seguro=1, Inseguro/VLT=90}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 821- 899/C2: Inseguro/VLT {Seguro=2, Inseg/VLT=96}**



**Local\_Contingencia = Trecho\_ 841- 899/C1**

- | V\_441 > 1.021
- | | V\_121 > 0.939: Seguro {Seguro=7, Inseguro/VLT=0}
- | | V\_121 ≤ 0.939: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=2}
- | V\_441 ≤ 1.021: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=89}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 841- 949/C1**

- | V\_524 > 1.017: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}
- | V\_524 ≤ 1.017: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=96}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 851- 899/C1**

- | V\_441 > 1.025: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
- | V\_441 ≤ 1.025: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=96}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 921- 941/C1**

- | V\_211 > 1.034: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=1}
- | V\_211 ≤ 1.034
- | | V\_524 > 1.019: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}
- | | V\_524 ≤ 1.019: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=93}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 941- 949/C1**

- | Pg\_404 > 27.600: Seguro {Seguro=1, Inseguro/VLT=1}
- | Pg\_404 ≤ 27.600: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=96}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 949- 1041/C1**

- | V\_722 > 0.978
- | | Qg\_496 > -0.650: Seguro {Seguro=5, Inseguro/VLT=1}
- | | Qg\_496 ≤ -0.650: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=5}
- | V\_722 ≤ 0.978: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=87}

**Local\_Contingencia = Trecho\_ 1021- 1041/C1**

- | V\_524 > 1.015: Seguro {Seguro=2, Inseguro/VLT=0}
- | V\_524 ≤ 1.015: Inseguro/VLT {Seguro=0, Inseguro/VLT=96}

## Anexo B - Tensão nas barras após ação de controle.

**Tabela B.1** – Tensão e margem de segurança: Caso base - CL

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( <i>pu</i> )	Superior	Inferior	$M_{V_{i,max}}$	$M_{V_{i,min}}$
101	1.010	1.050	0.950	0.040	0.060
103	1.010	1.050	0.950	0.040	0.060
121	1.007	1.050	0.950	0.043	0.057
122	1.043	1.050	0.950	0.007	0.093
131	0.997	1.050	0.950	0.053	0.047
141	1.043	1.050	0.950	0.007	0.093
151	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
222	0.996	1.050	0.950	0.054	0.046
249	1.021	1.050	0.950	0.029	0.071
423	1.003	1.050	0.950	0.047	0.053
211	1.017	1.050	0.950	0.033	0.067
221	1.018	1.050	0.950	0.032	0.068
241	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
242	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
321	1.010	1.050	0.950	0.040	0.060
351	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
397	1.023	1.050	0.950	0.027	0.073
398	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
401	Desligada	1.050	0.950	--	--
402	1.047	1.050	0.950	0.003	0.097
403	Desligada	1.050	0.950	--	--
404	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
405	Desligada	1.050	0.950	--	--
407	Desligada	1.050	0.950	--	--
411	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
412	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
413	Desligada	1.050	0.950	--	--
421	1.043	1.050	0.950	0.007	0.093
422	1.003	1.050	0.950	0.047	0.053
441	1.047	1.050	0.950	0.003	0.097
451	1.001	1.050	0.950	0.049	0.051
496	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
523/524/525	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
542	1.032	1.050	0.950	0.018	0.082
621	0.982	1.050	0.950	0.062	0.038
622	0.992	1.050	0.950	0.058	0.042
641	1.013	1.050	0.950	0.037	0.063
721/722/723	1.032	1.050	0.950	0.018	0.082
741	1.034	1.050	0.950	0.016	0.084
821	1.040	1.050	0.950	0.010	0.090
841	1.048	1.050	0.950	0.002	0.098
851	1.046	1.050	0.950	0.004	0.096
921	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
941	1.046	1.050	0.950	0.004	0.096
949	1.047	1.050	0.950	0.003	0.097
1021	1.038	1.050	0.950	0.012	0.088
1041	1.043	1.050	0.950	0.007	0.093

**Tabela B.2** – Tensão e margem de segurança – Contingência: Trecho\_151-451/C1 - CL

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( $pu$ )	Superior	Inferior	$M_{V_{i\max}}$	$M_{V_{i\min}}$
101	0.010	1.050	0.950	0.040	0.060
103	0.010	1.050	0.950	0.040	0.060
121	1.006	1.050	0.950	0.044	0.056
122	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
131	0.995	1.050	0.950	0.055	0.045
141	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
151	1.040	1.050	0.950	0.010	0.090
222	0.994	1.050	0.950	0.056	0.044
249	1.019	1.050	0.950	0.031	0.069
423	0.998	1.050	0.950	0.052	0.048
211	1.016	1.050	0.950	0.034	0.066
221	1.016	1.050	0.950	0.034	0.066
241	1.019	1.050	0.950	0.031	0.069
242	1.019	1.050	0.950	0.031	0.069
321	1.003	1.050	0.950	0.047	0.053
351	0.983	1.050	0.950	0.067	0.033
397	1.018	1.050	0.950	0.032	0.068
398	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
401	Desligada	1.050	0.950	--	--
402	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
403	Desligada	1.050	0.950	--	--
404	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
405	Desligada	1.050	0.950	--	--
407	Desligada	1.050	0.950	--	--
411	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
412	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
413	Desligada	1.050	0.950	--	--
421	1.037	1.050	0.950	0.013	0.087
422	0.998	1.050	0.950	0.052	0.048
441	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
451	0.983	1.050	0.950	0.067	0.033
496	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
523/524/525	1.009	1.050	0.950	0.041	0.059
542	1.021	1.050	0.950	0.029	0.071
621	0.971	1.050	0.950	0.079	0.021
622	0.981	1.050	0.950	0.069	0.031
641	1.002	1.050	0.950	0.048	0.052
721/722/723	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
741	1.022	1.050	0.950	0.028	0.072
821	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
841	1.046	1.050	0.950	0.004	0.096
851	1.044	1.050	0.950	0.006	0.094
921	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
941	1.044	1.050	0.950	0.006	0.094
949	1.045	1.050	0.950	0.005	0.095
1021	1.036	1.050	0.950	0.014	0.086
1041	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092

Tabela B.3 – Tensão e margem de segurança - Caso base – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( $pu$ )	Superior	Inferior	$M_{V_{i\max}}$	$M_{V_{i\min}}$
101	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
103	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
121	0.981	1.050	0.950	0.069	0.031
122	1.037	1.050	0.950	0.013	0.087
131	0.964	1.050	0.950	0.086	0.014
141	1.037	1.050	0.950	0.013	0.087
151	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
222	0.968	1.050	0.950	0.082	0.018
249	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
423	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
211	0.988	1.050	0.950	0.062	0.038
221	0.988	1.050	0.950	0.062	0.038
241	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
242	0.992	1.050	0.950	0.058	0.042
321	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
351	0.988	1.050	0.950	0.062	0.038
397	1.018	1.050	0.950	0.032	0.068
398	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
401	Desligada	1.050	0.950	--	--
402	1.026	1.050	0.950	0.024	0.076
403	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
404	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
405	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
407	Desligada	1.050	0.950	--	--
411	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
412	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
413	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
421	1.038	1.050	0.950	0.012	0.088
422	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
441	1.026	1.050	0.950	0.024	0.076
451	0.988	1.050	0.950	0.062	0.038
496	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
523/524/525	1.004	1.050	0.950	0.046	0.054
542	0.998	1.050	0.950	0.052	0.048
621	0.954	1.050	0.950	0.096	0.004
622	0.977	1.050	0.950	0.058	0.042
641	0.950	1.050	0.950	0.100	0.000
721/722/723	1.013	1.050	0.950	0.037	0.063
741	1.002	1.050	0.950	0.048	0.052
821	1.023	1.050	0.950	0.027	0.073
841	1.036	1.050	0.950	0.014	0.086
851	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
921	1.018	1.050	0.950	0.032	0.068
941	1.026	1.050	0.950	0.024	0.076
949	1.028	1.050	0.950	0.022	0.078
1021	1.011	1.050	0.950	0.039	0.061
1041	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070

**Tabela B.4** – Tensão e margem de segurança: Contingência: Trecho\_441-641/C1 – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( $pu$ )	Superior	Inferior	$M_{V_{i,max}}$	$M_{V_{i,min}}$
101	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
103	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
121	0.986	1.050	0.950	0.064	0.036
122	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
131	0.969	1.050	0.950	0.081	0.019
141	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
151	1.044	1.050	0.950	0.006	0.094
222	0.973	1.050	0.950	0.077	0.023
249	0.998	1.050	0.950	0.052	0.048
423	1.002	1.050	0.950	0.048	0.052
211	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
221	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
241	0.998	1.050	0.950	0.052	0.048
242	0.998	1.050	0.950	0.052	0.048
321	0.989	1.050	0.950	0.061	0.039
351	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
397	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
398	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
401	Desligada	1.050	0.950	--	--
402	1.034	1.050	0.950	0.016	0.084
403	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
404	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
405	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
407	Desligada	1.050	0.950	--	--
411	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
412	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
413	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
421	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
422	1.002	1.050	0.950	0.052	0.048
441	1.045	1.050	0.950	0.005	0.095
451	1.001	1.050	0.950	0.049	0.051
496	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
523/524/525	1.022	1.050	0.950	0.028	0.072
542	1.016	1.050	0.950	0.034	0.066
621	Desligada	1.050	0.950	--	--
622	Desligada	1.050	0.950	--	--
641	Desligada	1.050	0.950	--	--
721/722/723	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
741	1.044	1.050	0.950	0.006	0.094
821	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
841	1.023	1.050	0.950	0.027	0.073
851	1.032	1.050	0.950	0.018	0.082
921	1.016	1.050	0.950	0.034	0.066
941	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
949	0.978	1.050	0.950	0.072	0.028
1021	0.960	1.050	0.950	0.090	0.010
1041	0.969	1.050	0.950	0.081	0.019

**Tabela B.5** – Tensão e margem de segurança – Contingência: Trecho\_151-451/C1 – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( $pu$ )	Superior	Inferior	$M_{V_{i,max}}$	$M_{V_{i,min}}$
101	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
103	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
121	0.984	1.050	0.950	0.066	0.034
122	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
131	0.967	1.050	0.950	0.083	0.017
141	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
151	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
222	0.971	1.050	0.950	0.079	0.021
249	0.996	1.050	0.950	0.054	0.046
423	0.990	1.050	0.950	0.060	0.040
211	0.990	1.050	0.950	0.060	0.040
221	0.990	1.050	0.950	0.060	0.040
241	0.995	1.050	0.950	0.055	0.045
242	0.995	1.050	0.950	0.055	0.045
321	0.980	1.050	0.950	0.070	0.030
351	0.972	1.050	0.950	0.078	0.022
397	1.016	1.050	0.950	0.034	0.066
398	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
401	Desligada	1.050	0.950	--	--
402	1.023	1.050	0.950	0.027	0.073
403	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
404	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
405	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
407	Desligada	1.050	0.950	--	--
411	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
412	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
413	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
421	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
422	0.990	1.050	0.950	0.060	0.040
441	1.018	1.050	0.950	0.032	0.068
451	0.972	1.050	0.950	0.078	0.022
496	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
523/524/525	0.995	1.050	0.950	0.055	0.045
542	0.989	1.050	0.950	0.061	0.039
621	0.950	1.050	0.950	0.100	0.000
622	0.968	1.050	0.950	0.082	0.018
641	0.950	1.050	0.950	0.100	0.000
721/722/723	1.005	1.050	0.950	0.045	0.055
741	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
821	1.026	1.050	0.950	0.024	0.076
841	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
851	1.042	1.050	0.950	0.008	0.092
921	1.021	1.050	0.950	0.029	0.071
941	1.029	1.050	0.950	0.021	0.079
949	1.031	1.050	0.950	0.019	0.081
1021	1.014	1.050	0.950	0.036	0.064
1041	1.023	1.050	0.950	0.027	0.073

Tabela B.6 – Tensão e margem de segurança – Contingência: Trecho\_523-542/C1 – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( $pu$ )	Superior	Inferior	$M_{V_{i,max}}$	$M_{V_{i,min}}$
101	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
103	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
121	0.983	1.050	0.950	0.067	0.033
122	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
131	0.967	1.050	0.950	0.083	0.017
141	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
151	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
222	0.970	1.050	0.950	0.080	0.020
249	0.995	1.050	0.950	0.055	0.045
423	0.997	1.050	0.950	0.053	0.047
211	0.990	1.050	0.950	0.060	0.040
221	0.990	1.050	0.950	0.060	0.040
241	0.995	1.050	0.950	0.055	0.045
242	0.995	1.050	0.950	0.055	0.045
321	0.986	1.050	0.950	0.064	0.036
351	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
397	1.019	1.050	0.950	0.031	0.069
398	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
401	Desligada	1.050	0.950	--	--
402	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
403	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
404	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
405	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
407	Desligada	1.050	0.950	--	--
411	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
412	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
413	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
421	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
422	0.997	1.050	0.950	0.053	0.047
441	1.034	1.050	0.950	0.016	0.084
451	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
496	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
523/524/525	1.019	1.050	0.950	0.031	0.069
542	0.962	1.050	0.950	0.088	0.012
621	0.984	1.050	0.950	0.066	0.034
622	0.956	1.050	0.950	0.094	0.006
641	0.983	1.050	0.950	0.067	0.033
721/722/723	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
741	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
821	1.038	1.050	0.950	0.012	0.088
841	1.041	1.050	0.950	0.009	0.091
851	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
921	1.029	1.050	0.950	0.021	0.079
941	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
949	1.013	1.050	0.950	0.037	0.063
1021	1.022	1.050	0.950	0.028	0.072
1041	0.967	1.050	0.950	0.083	0.017

**Tabela B.7** – Tensão e margem de segurança – Contingência: Trecho\_722-741/C1 – CP

Tensão na Barra		Limites de Tensão		Margem de Segurança	
Número	Módulo ( $pu$ )	Superior	Inferior	$M_{V_{i,max}}$	$M_{V_{i,min}}$
101	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
103	1.020	1.050	0.950	0.030	0.070
121	0.982	1.050	0.950	0.068	0.032
122	1.038	1.050	0.950	0.012	0.088
131	0.965	1.050	0.950	0.085	0.015
141	1.038	1.050	0.950	0.012	0.088
151	1.040	1.050	0.950	0.010	0.090
222	0.969	1.050	0.950	0.081	0.019
249	0.994	1.050	0.950	0.056	0.044
423	0.995	1.050	0.950	0.055	0.045
211	0.989	1.050	0.950	0.061	0.039
221	0.989	1.050	0.950	0.061	0.039
241	0.994	1.050	0.950	0.056	0.044
242	0.993	1.050	0.950	0.057	0.043
321	0.986	1.050	0.950	0.064	0.036
351	0.990	1.050	0.950	0.060	0.040
397	1.019	1.050	0.950	0.031	0.069
398	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
401	Desligada	1.050	0.950	--	--
402	1.028	1.050	0.950	0.022	0.078
403	1.035	1.050	0.950	0.015	0.085
404	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
405	1.000	1.050	0.950	0.050	0.050
407	Desligada	1.050	0.950	--	--
411	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
412	0.985	1.050	0.950	0.065	0.035
413	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
421	1.039	1.050	0.950	0.011	0.089
422	0.995	1.050	0.950	0.055	0.045
441	1.030	1.050	0.950	0.020	0.080
451	0.991	1.050	0.950	0.059	0.041
496	1.025	1.050	0.950	0.025	0.075
523/524/525	1.012	1.050	0.950	0.038	0.062
542	1.006	1.050	0.950	0.044	0.056
621	0.958	1.050	0.950	0.098	0.002
622	0.980	1.050	0.950	0.070	0.030
641	0.952	1.050	0.950	0.098	0.002
721/722/723	0.994	1.050	0.950	0.056	0.044
741	1.024	1.050	0.950	0.026	0.074
821	1.037	1.050	0.950	0.013	0.087
841	1.040	1.050	0.950	0.010	0.090
851	1.037	1.050	0.950	0.013	0.087
921	1.027	1.050	0.950	0.023	0.077
941	1.029	1.050	0.950	0.021	0.079
949	1.012	1.050	0.950	0.038	0.062
1021	1.021	1.050	0.950	0.029	0.071
1041	0.967	1.050	0.950	0.083	0.017