



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**  
**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AUTORRESTABELECIMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO – APLICAÇÃO**  
**DO CONCEITO ASSISTED-HEALING EM CENTROS DE OPERAÇÃO A PARTIR**  
**DE SISTEMAS ESPECIALISTAS**

**FÁBIO AUGUSTO DA SILVA ANTUNES**

**Julho de 2019**

**Itajubá / MG**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FÁBIO AUGUSTO DA SILVA ANTUNES**

**AUTORRESTABELECIMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO – APLICAÇÃO  
DO CONCEITO ASSISTED-HEALING EM CENTROS DE OPERAÇÃO A PARTIR  
DE SISTEMAS ESPECIALISTAS**

**Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a  
obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.**

**Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**

**Orientador: Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira**

**Julho de 2019**

**Itajubá / MG**

Folha de aprovação

Dedico a Érica,  
esposa, companheira e parceira de toda a jornada,  
e aos meus filhos, Cecília e Caetano,  
razões das nossas vidas! Que lhes sirva de orgulho e  
de motivação para seus estudos.

## **Agradecimentos**

Importantes conquistas na vida fazem mais sentido quando somos capazes de reconhecer o apoio e o incentivo recebido por parte das pessoas que estão ao nosso redor. Desta forma, sou grato, de coração, a todos os amigos e familiares que participaram, direta ou indiretamente, deste período da minha vida. Agradecimentos que também faço, de forma especial:

- Ao nosso bom Deus, pelo dom de aprender e pela saúde na caminhada;
- Aos meus pais Agostinho e Fátima, e ao meu irmão Júlio César, pelo amor incondicional, cujos sacrifícios feitos em favor da minha educação permitiram-me alcançar este objetivo;
- À minha esposa Érica, que me acompanhou durante todos estes momentos, por todo suporte, incentivo, paciência e carinho, sem os quais eu não conseguiria chegar ao final deste desafio;
- À Cemig, pelas oportunidades de crescimento profissional, desde o CESE em 2008 até o término deste doutorado, e aos amigos da Cemig, em especial ao Henrique, Guilherme e Luiz Eugênio, que me apoiaram e incentivaram na decisão de trilhar este desafio, e a todos os demais colegas que estiveram comigo durante a evolução deste trabalho;
- À Universidade Federal de Itajubá, de forma especial ao Professor Dr. Paulo Márcio, pela paciência, confiança e orientação, por conduzir-me ao time de doutores deste país.

Muito obrigado!

*“Todas as vitórias ocultam uma abdicação”*

Simone de Beauvoir

## Resumo

O restabelecimento do Sistema Elétrico de Potência após perturbações é um processo crítico desempenhado por operadores de centros de operação, que exige agilidade e segurança, e é fortemente influenciado por fatores humanos, tais como pressão e estresse. Decisões importantes devem ser tomadas a partir de um volume considerável de informações recebidas pelos sistemas computacionais EMS/SCADA, e estas são cruciais para o sucesso do restabelecimento dos equipamentos e das cargas interrompidas. Em geral, procedimentos operativos de restabelecimento e de recomposição são utilizados para orientar as ações dos operadores, desde desligamentos simples até blecautes gerais. Tais procedimentos estabelecem aspectos importantes acerca das ações a serem desempenhadas e abrangem desde a sequência de execução do processo, bem como as condições prévias que devem ser observadas antes da execução de cada manobra. Estes procedimentos são tradicionalmente compostos por diversos documentos, que devem ser avaliados e entendidos pelos operadores durante a execução do processo. Consequentemente, o tempo gasto com a leitura e a compreensão destes normativos bem como eventuais decisões erroneamente tomadas impactam negativamente o resultado do processo. Esta tese apresenta uma avaliação detalhada da execução do processo de restabelecimento de sistemas de transmissão, visando à automação baseada no conceito *Assisted-Healing*. Será apresentada uma ferramenta desenvolvida especificamente com o propósito de automatizar as ações desempenhadas pelos operadores de centro de operação, em favor da rapidez e segurança na execução do restabelecimento. Este protótipo é capaz de obter e processar informações de tempo real a partir do EMS/SCADA e comparar com as bases de conhecimento previamente preparadas e armazenadas no próprio sistema, que contêm todas as regras e condições a serem verificadas previamente à execução das manobras. O sistema protótipo também é capaz de enviar comandos de fechamento a disjuntores visando ao restabelecimento de equipamentos desligados, respeitando a topologia e as restrições operativas existentes. A concepção desta solução demandou profundo entendimento sobre os diversos padrões e modelagens adotadas em alarmes, sinalizações de proteção, procedimentos operativos, topologias e configurações de subestações, bem como o desenvolvimento de uma estratégia para minimizar ações de manutenção sobre o sistema quando de mudanças nos procedimentos operativos, ampliações, ou alterações topológicas da rede de transmissão. Baseando-se na filosofia de Sistemas Especialistas, todo o conhecimento requerido é armazenado em bases de conhecimento. As lógicas de processamento fazem parte do motor de inferências, e dispensam manutenção, enquanto que as bases de conhecimento demandam atualização na medida em que os procedimentos operativos passam por modificações. A eficácia da proposta apresentada foi avaliada através da utilização do sistema protótipo em um ambiente de simulação idêntico ao EMS/SCADA utilizado pelos operadores do Centro de Operação do Sistema da Cemig Geração e Transmissão, no qual foram preparados cenários que reproduzem desarmes simples e múltiplos, envolvendo linhas de transmissão, transformadores e diversos outros equipamentos de extra alta tensão. Os resultados obtidos através do sistema protótipo mostram que a solução proposta é confiável e apropriada para fornecer diagnósticos concisos e executar automaticamente ações de restabelecimento, tanto em grandes perturbações, quanto em desarmes comuns do dia a dia do centro de operação.

**Palavras-chave:** *Assisted-Healing*, *Self-Healing*, Autorrestabelecimento, Sistemas Especialistas, Perturbações, Operação em Tempo Real.

## Abstract

Transmission system restoration after disturbances is a critical task performed by operators in operation centers, which requires agility and safety and is strongly influenced by human factors, such as pressure and stress. Important decisions must be made from a considerable amount of information received by the EMS / SCADA computer systems, and these are crucial to the success of equipment and interrupted loads restoration. In general, operation proceedings for restoration are used to guide the actions of operators, from single outages to general blackouts. These proceedings establish important aspects about the actions to be performed, and cover everything from the sequence of the restoration process, as well as the preconditions that must be observed before the execution of each maneuver. These proceedings are traditionally composed of several documents that must be evaluated and understood by the operators during the execution of the restoration process. Consequently, the time spent reading and understanding these proceedings impacts the restoration negatively. In addition, any evaluation or decision mistakenly taken may undermine the entire process of restoration. This thesis presents a detailed evaluation of the execution of the transmission systems restoration process, aiming at automation based on the Assisted-Healing concept. A tool developed specifically for the purpose of automating the actions performed by operators at operation centers in favor of the restoration will be presented. This prototype is able to obtain and process real-time information from the EMS / SCADA and compare it with the knowledge bases previously prepared and stored in the system itself, which contain all the rules and conditions to be verified prior to the execution of the restoration maneuvers. The prototype system is also capable of sending closing commands to circuit breakers, aiming at equipment restoration, respecting the topology and the existing operational restrictions. The design of this solution required a deep understanding of the different standards and modeling adopted in alarms, protection signals, operation proceedings, topologies and substation configurations, as well as the development of a strategy to minimize maintenance actions on the system when there are changes in operation proceedings or topological changes in the transmission system. Based on the Expert Systems philosophy, all required knowledge is stored in knowledge bases. The processing logics are part of the inference engine, and do not require maintenance, while knowledge bases require updating as the operation proceedings for restoration undergo updates. The effectiveness of the presented proposal was evaluated through the use of the prototype system in a simulation environment identical to the EMS / SCADA used by the Operators of the Cemig Generation and Transmission Operating Center, in which scenarios were created to reproduce simple and multiple equipment trips, involving transmission lines, power transformers and various other extra-high voltage equipment. The results obtained through the prototype system show that the proposed solution is reliable and appropriate to provide concise diagnostics and automatically perform restoration actions, both in major disturbances and in common day-to-day operation center outages.

**Keywords:** Assisted-Healing, Self-Healing, Self-Restoration, Expert Systems, Power system disturbances, Real-time operation.

# Sumário

<b>1. Introdução .....</b>	<b>13</b>
1.1. Motivação, objetivos e contribuição do trabalho .....	13
1.2. Organização da tese.....	15
1.3. Considerações finais.....	16
<b>2. Revisão Bibliográfica.....</b>	<b>18</b>
2.1. Sistemas de apoio à decisão .....	18
2.2. <i>Self-Healing e Assisted-Healing</i> .....	20
2.2.1. Prevenção de desarmes.....	22
2.2.2. Restabelecimento automático após perturbações .....	27
2.3. Considerações finais.....	30
<b>3. Fundamentação Teórica de Sistemas Baseados em Conhecimento e Sistemas Especialistas .....</b>	<b>33</b>
3.1. Modelo de classificação, regras heurísticas e encadeamento de regras .....	36
3.2. Análise comparativa entre Sistemas Especialistas e as principais metodologias de inteligência computacional .....	38
3.3. Estrutura do SE protótipo desenvolvido .....	41
3.4. Considerações finais.....	44
<b>4. Autorrestabelecimento do Sistema de Transmissão.....</b>	<b>45</b>
4.1. Identificação e caracterização da perturbação.....	50
4.1.1. Ativação.....	50
4.1.2. Critérios lógicos para a inicialização do processo de execução .....	51
4.1.3. Janela temporal.....	52
4.1.4. Triagem... ..	56
4.1.5. Atribuição de variáveis.....	59
4.1.6. Regras de agrupamento de variáveis .....	62
4.2. Avaliação das precondições .....	70
4.2.1. Montagem por blocos.....	73
4.2.2. Exemplos de regras .....	75
4.3. Execução automática das manobras de restabelecimento .....	78
4.3.1. Autonomia e coordenação do ONS .....	78
4.3.2. Sentido de energização .....	80
4.3.3. Sinalização de execução de serviços .....	80
4.3.4. Considerações quanto à topologia de subestações de transmissão.....	81
4.3.5. Regras para confirmação do estado operativo de equipamentos.....	84
4.3.6. Finalização da etapa de execução do restabelecimento.....	88
4.4. Considerações Finais.....	88
<b>5. Aplicação, Simulações e Resultados.....</b>	<b>91</b>
5.1. Interfaces do PRECOND .....	91
5.2. Administração das regras .....	94
5.3. Simulações .....	95
5.3.1. Validação do módulo de identificação e caracterização da perturbação.....	97
5.3.2. Validação do módulo de avaliação de precondições.....	100
5.3.3. Validação do módulo de execução automática das manobras de restabelecimento.....	110
5.4. Resultados .....	114
5.4.1. Módulo de Identificação e Caracterização da Perturbação .....	114
5.4.2. Módulo de Avaliação de Precondições .....	116
5.4.3. Módulo de execução automática das manobras de restabelecimento .....	121

5.5. Outras possibilidades de aplicação do método .....	125
5.6. Considerações finais.....	128
<b>6. Conclusões .....</b>	<b>130</b>
6.1. Considerações finais.....	131
<b>Referências .....</b>	<b>133</b>

## Lista de Figuras

Figura 3-1 Representação simplificada de um Sistema Especialista. ....	35
Figura 3-2 Estrutura representativa do PRECOND, com foco para as instâncias interdependentes baseadas em Sistemas Especialistas. ....	43
Figura 4-1 O Sistema de autorrestabelecimento e suas interações no Centro de Operação. ....	47
Figura 4-2 Macroprocesso representativo da etapa de identificação e caracterização da perturbação. ....	50
Figura 4-3 Estratégia de ativação do sistema de autorrestabelecimento. ....	51
Figura 4-4 Delimitação da Janela Temporal. ....	52
Figura 4-5 Parametrização da Janela Temporal. ....	56
Figura 4-6 Triagem de dados baseada na correspondência de informações da base topológica. ....	58
Figura 4-7 Trecho da instrução de operação de Recomposição da Área Emborcação - IO-RR.SE.EMB, exemplificando o caráter textual dos procedimentos operativos empregados na recomposição em fase fluente [ONS, 2019]. ....	71
Figura 4-8 Trecho da instrução de operação de Preparação para Manobras na Área 500/345 kV Minas Gerais - IO-PM.SE.5MG, exemplificando o caráter textual dos procedimentos operativos empregados no estabelecimento de equipamentos da Rede Básica [ONS, 2019]. ....	72
Figura 4-9 Esquema representativo de montagem de condições por blocos. ....	73
Figura 4-10 Esquema representativo de montagem de condições por blocos, combinando-os com operadores booleanos AND e OR. ....	74
Figura 4-11 Diagrama unifilar da SE Jaguará 500 e 345 kV. ....	82
Figura 5-1 Demonstração da tela principal do PRECOND, aberto na aba “Resumo”, com exemplo de análise de bloqueios atuados e situação das condições. ....	91
Figura 5-2 Demonstração das informações contidas na aba “Proteções” do PRECOND. ....	92
Figura 5-3 Demonstração das informações contidas na aba “Condições” do PRECOND. ....	93
Figura 5-4 Demonstração das informações contidas na aba “Execução de Comandos” do PRECOND. ....	94
Figura 5-5 Interface de gestão das regras. ....	94

Figura 5-6 Exemplo de registro do Relatório Diário de Ocorrências – Histórico de Ocorrências de Geração e Transmissão.....	97
Figura 5-7 Diagrama representativo da dinâmica de testes do módulo de identificação e caracterização da perturbação do PRECOND. ....	98
Figura 5-8 Diagrama unifilar representativo do SIN, com na LT 345 kV Pimenta – Taquaril, e demais instalações que fazem parte da região metropolitana do Estado de Minas Gerais.....	100
Figura 5-9 Diagrama unifilar da SE Pimenta, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 1 – disjuntor da LT 345 kV Pimenta – Taquaril aberto.	102
Figura 5-10 Diagrama unifilar da SE Taquaril, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 1 – disjuntor da LT 345 kV Pimenta – Taquaril aberto.	102
Figura 5-11 Diagrama unifilar da SE Bom Despacho 3, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 2 – disjuntores das LTs 1 e 2 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1 abertos.....	104
Figura 5-12 Diagrama unifilar da SE Neves 1, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 2 – disjuntores das LTs 1 e 2 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1 abertos.....	104
Figura 5-13 Diagrama unifilar da SE Neves 1, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 3 - disjuntores dos autotransformadores ATR1 e ATR2, 500/345 kV 400MVA abertos, e desligamento da LT 345 kV Neves 1 – Barreiro 1 por atuação do ECE da SE Neves 1. ....	106
Figura 5-14 Diagrama unifilar da malha de transmissão, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 3 – LT 345 kV Neves 1 – Sete Lagoas 4, LT 345 kV Barreiro 1 – Neves 1, LT 345 kV Neves 1 – Taquaril e LT 500 kV Mesquita – Neves 1 energizadas em vazio.....	106
Figura 5-15 Diagrama unifilar da SE Barreiro 1, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 4 - disjuntores do barramento abertos. ....	108
Figura 5-16 Diagrama unifilar da malha de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV), ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 4: LT 345 kV Barreiro 1 - Taquaril, LT 345 kV Barreiro 1 – Neves 1 e LT 345 kV Barreiro 1 – Pimenta energizadas em vazio. ....	109
Figura 5-17 Comparação entre os tempos médios dispendidos pelos operadores durante a execução dos simulados, com e sem o auxílio do PRECOND, para avaliação inicial da	

disponibilidade e das proteções operadas + análise das condições no sentido normal (ou preferencial)..... 120

Figura 5-18 Comparação entre os tempos médios dispendidos pelos operadores durante a execução dos simulados, com e sem o auxílio do PRECOND, para avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas + análise das condições no sentido normal (ou preferencial) + análise das condições no sentido inverso (ou alternativo)..... 121

## Lista de Tabelas

Tabela 2-1 Breve resumo das referências bibliográficas e segmento de aplicação .....	31
Tabela 3-1 Resumo das principais características das técnicas de inteligência computacional comumente aplicadas na construção de sistemas de apoio à tomada de decisões. .....	39
Tabela 4-1 Abrangência do autorrestabelecimento.....	49
Tabela 4-2 Tempo máximo de eliminação de falta em equipamentos da Rede Básica. .	53
Tabela 4-3 Palavras-chave utilizadas no critério de pré-filtragem de alarmes. ....	57
Tabela 4-4 Mapeamento de palavras-chave vinculadas às sinalizações de proteção.....	58
Tabela 4-5 Estrutura da base de dados topológica do módulo de identificação e caracterização da perturbação do PRECOND. ....	59
Tabela 4-6 Regras para atribuição de variáveis de função de proteção. ....	60
Tabela 4-7 Exemplo de atribuição de variáveis. ....	62
Tabela 4-8 Anomalias em regras de classificação. ....	63
Tabela 4-9 Regras de interpretação de proteções de transformadores e reatores. ....	64
Tabela 4-10 Regras de interpretação de proteções de linhas de transmissão.....	65
Tabela 4-11 Regras de interpretação de proteções de barramentos. ....	66
Tabela 4-12 Regras de interpretação de proteções de bancos de capacitores.....	67
Tabela 4-13 Regras de interpretação de proteções de unidades geradoras. ....	67
Tabela 4-14 Regras de interpretação de proteções de compensadores síncronos.....	68
Tabela 4-15 Regras de interpretação de proteções de compensadores estáticos de reativos. .....	69
Tabela 4-16 Regras de interpretação de proteções de disjuntores. ....	69
Tabela 4-17 Tipos de condição e objetivos.....	74
Tabela 4-18 Modelo da base de conhecimento de topologia dos equipamentos – disjuntores associados. ....	83
Tabela 4-19 Modelo da base de conhecimento de topologia dos equipamentos – regras de energização. ....	84
Tabela 5-1 Quantitativos de eventos, subeventos e alarmes processados pelo PRECOND a partir do histórico de perturbações dos anos 2015 e 2016.....	99
Tabela 5-2 Subeventos classificados por tipos de instalação.....	99
Tabela 5-3 Detalhamento do Cenário 1. ....	101
Tabela 5-4 Detalhamento do Cenário 2. ....	103

Tabela 5-5 Detalhamento do Cenário 3. ....	105
Tabela 5-6 Detalhamento do Cenário 4. ....	107
Tabela 5-7 Relação de equipamentos previamente modelados no PRECOND para as simulações. As letras a, b, c, d correspondem aos tipos de condições existentes para os respectivos equipamentos: (a) tensão máxima / tensão mínima; equipamentos ligados / equipamento desligados; topologia mínima requerida; carregamento máximo / carregamento mínimo.....	109
Tabela 5-8 Considerações para a execução dos testes de restabelecimento do Cenário 1. ....	111
Tabela 5-9 Considerações para a execução dos testes de restabelecimento do Cenário 2. ....	111
Tabela 5-10 Considerações para a execução dos testes de restabelecimento do Cenário 3. ....	111
Tabela 5-11 Considerações para a execução dos testes de restabelecimento do Cenário 4. ....	112
Tabela 5-12 Resultado da avaliação realizada pelo PRECOND para a amostragem de eventos/subeventos extraída do histórico de perturbações dos anos de 2015 e 2016.....	115
Tabela 5-13 Detalhamento dos eventos/subeventos aprovados com ressalva, detalhando quais funções de proteção deixaram de sinalizar no EMS/SCADA.....	115
Tabela 5-14 Cenário 1 – Sem auxílio do PRECOND.....	118
Tabela 5-15 Cenário 2 – Sem auxílio do PRECOND.....	118
Tabela 5-16 Cenário 3 – Sem auxílio do PRECOND.....	118
Tabela 5-17 Cenário 4 – Sem auxílio do PRECOND.....	119
Tabela 5-18 Tempo total gasto para atingir os três objetivos, nos quatro cenários, com auxílio do PRECOND. ....	119
Tabela 5-19 Comparação entre os tempos médios dispendidos pelos operadores durante a execução dos simulados, com e sem o auxílio do PRECOND, para avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas + análise das condições no sentido normal (ou preferencial).....	120
Tabela 5-20 Comparação entre os tempos médios dispendidos pelos operadores durante a execução dos simulados, com e sem o auxílio do PRECOND, para avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas + análise das condições no sentido normal (ou preferencial) + análise das condições no sentido inverso (ou alternativo).....	121

Tabela 5-21 Resultado da simulação de execução do restabelecimento para o Cenário 1. .....	123
Tabela 5-22 Resultado da simulação de execução do restabelecimento para o Cenário 2. .....	123
Tabela 5-23 Resultado da simulação de execução do restabelecimento para o Cenário 3. .....	123
Tabela 5-24 Resultado da simulação de execução do restabelecimento para o Cenário 4. .....	124
Tabela 5-25 Resposta do PRECOND para cenário em que um disjuntor possui indicação de serviços de manutenção em andamento.....	125
Tabela 5-26 Resposta do PRECOND para cenário em que um disjuntor possui estado simulado (não telemedido) e outro disjuntor possui falha na indicação de estado.....	125
Tabela 5-27 Etapas da recomposição em fase fluente da ilha Emborcação, conforme definido na IO-RR.SE.EMB, juntamente com aplicação da proposta de análise de condições. .....	126

## Lista de Abreviaturas e Siglas

- AHS – *Assisted-Healing System*
- COS – Centro de Operação do Sistema
- EMS – *Energy Management System* – Sistema de Gerenciamento de Energia
- ENTSO-E – *European Network of Transmission System Operators for Electricity* – Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transmissão de Eletricidade
- FERC – *Federal Energy Regulatory Commission* – Comissão Federal de Regulação de Energia
- GCH – Grande Central Hidrelétrica
- IHM – Interface Homem Máquina
- ISO – *Independent System Operator* – Operador Independente do Sistema
- LTC – *Load Tap Changer* – Comutador de derivações em carga
- NETL – *National Energy Technology Laboratory*
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PCH – Pequena Central Hidrelétrica
- PMU – *Phasor Measurement Unit* – Unidade de Medição Fasorial
- RAS – Remedial action Systems
- RDO – Relatório Diário da Operação
- RDP – Registrador Digital de Perturbação
- RNA – Redes Neurais Artificiais
- RTO – *Regional Transmission Organization* – Organização de Transmissão Regional
- SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition* – Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados
- SDSC – Sistema Digital de Supervisão e Controle
- SE – Sistema Especialista
- SHS – *Self-Healing System*
- SIPS – *System Integrity Protection Scheme* – Esquema de proteção de integridade sistêmica
- SIN – Sistema Interligado Nacional
- SOE – *Sequence of Events* – Sequência de Eventos
- SSC – Sistema de Supervisão e Controle
- SSCD – Sistema de Supervisão e Controle Distribuído
- SVC – *Static VAr Compensator* – Compensador estático de reativo
- TSO – *Transmission System Operators* – Operadores de Sistemas de Transmissão
- UTE – Usina Termelétrica
- UTR – Unidade Terminal Remota
- WAPC – *Wide Area Protection and Control* – Proteção e controle em ampla área
- WAMPAC – *Wide Area Measurement, Protection, Automation and Control* – Medição, Proteção e controle em ampla área

# 1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são apresentados os principais objetivos e motivações do trabalho, contextualizados através de uma breve discussão sobre os desafios enfrentados pelas equipes dos centros de operação durante perturbações no sistema elétrico e as oportunidades de solução para o problema. Na sequência, é mostrada a organização desta tese e, por fim, as publicações científicas originadas deste trabalho em seminários nacionais e internacionais, bem como uma publicação em periódico com fator de impacto.

## 1.1. Motivação, objetivos e contribuição do trabalho

O restabelecimento do sistema elétrico de potência após perturbações é uma atividade que visa restabelecer a condição normal de operação do sistema, garantindo pleno atendimento à carga. O planejamento das estratégias de restabelecimento e de recomposição dá origem a procedimentos operativos específicos, que devem ser seguidos de forma irrestrita pelos agentes responsáveis pela operação do sistema de potência. Nesse cenário, fatores como pressões internas e externas (carga interrompida, indisponibilidade de equipamentos, impactos na receita da empresa, danos à imagem da empresa, etc.), informações excessivas (avalanches de alarmes, ligações telefônicas, etc.) e a quantidade de requisitos a serem atendidos indicam que os modelos tradicionais de restauração são lentos, estressantes e fortemente dependentes das habilidades pessoais e do conhecimento dos operadores.

O advento das redes inteligentes trouxe à tona o conceito *self-healing*, que intuitivamente pode ser entendido como autorrestabelecimento. O item 2 – Revisão Bibliográfica – mostra que alguns autores consideram este tema como um dos principais desafios para o futuro das redes inteligentes, ressaltando a necessidade de aumento da confiabilidade na operação do sistema de energia através de atributos inteligentes que evitem interrupções e ocorrências de blecautes. Outro aspecto importante abordado reforça que as redes inteligentes também devem ser capazes de isolar rapidamente uma falha e promover o autorrestabelecimento com mínima intervenção humana.

Essa tendência mundial motivou o desenvolvimento da proposta em discussão neste trabalho, cujo objetivo é reproduzir e automatizar todas as ações realizadas pelos operadores durante perturbações no sistema elétrico, no momento exato em que as decisões relevantes

devem ser tomadas. Ressalta-se que a base para o estudo é o sistema de transmissão de energia, ou seja, equipamentos de subestações e linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. Não há pretensão de substituir as habilidades técnicas dos operadores, mas sim de adicionar inteligência e segurança ao centro de operação, reduzindo o tempo gasto com a busca de informações e análises. Em todos os casos, os operadores têm um papel fundamental a ser desempenhado: eles continuam sendo responsáveis por assegurar a correta execução dos processos de restabelecimento e de recomposição, tarefas que se tornam muito mais seguras e rápidas com o uso da proposta aqui apresentada.

Os estudos se concentram na execução do processo de restabelecimento de equipamentos após distúrbios (simples ou múltiplos), de forma que a produção principal deste trabalho é, portanto, um sistema computacional de apoio à tomada de decisões, integralmente conectado aos sistemas de operação em tempo real do centro de operação do sistema, capaz de identificar uma perturbação, compreender as proteções operadas para cada equipamento desligado, avaliar as condições locais e sistêmicas (conforme instruções de operação), e orientar/executar a sequência de comandos em disjuntores para restabelecer individualmente cada equipamento desligado, respeitando todas as condições operativas existentes, garantindo toda agilidade e segurança requerida para o processo.

É importante ressaltar que esta tese não aborda questões relacionadas a métodos de otimização, cálculos de fluxo de potência, estabilidade eletromecânica, curto circuito, etc. Parte-se do princípio de que os estudos em questão estão plenamente refletidos nos normativos que compõem os Procedimentos de Rede – Módulo 10 – Manual de Procedimentos da Operação [ONS, 2019], elaborados pelo ONS em conjunto com os agentes de geração e transmissão.

Para corroborar com o objetivo deste trabalho, o fato de os centros de operação atuais possuírem bons recursos para supervisionar e comandar remotamente os diversos tipos de equipamentos das subestações os tornam lugares suficientemente apropriados para agregar uma solução inovadora de apoio/supervisão capaz de executar automaticamente o processo de restabelecimento. Verifica-se, a partir das referências bibliográficas, que serão apresentadas no capítulo seguinte, que os desenvolvimentos práticos relacionados ao tema *self-healing* pouco exploram as potencialidades do centro de operação de transmissão, bem como os requisitos operativos de restabelecimento pautados nos Procedimentos de Rede, os quais serão devidamente detalhados para justificar que a implementação desta proposta é, de fato, capaz de atingir o resultado esperado.

Ressalta-se que o autor desta tese ocupa a posição de engenheiro de centro de operação de sistema na CEMIG GT desde 2007, ambiente no qual originou toda a idealização do trabalho.

Este fato permitiu a utilização de dados em tempo real, sistemas computacionais de operação, dados históricos, bem como o acesso às equipes de operação que desempenham o papel de operar em tempo real todo o sistema elétrico de geração e transmissão da companhia. Adicionalmente, toda a bateria de testes que será devidamente detalhada nos capítulos seguintes foi realizada no próprio ambiente do centro de operação, o qual melhor se aproxima da realidade.

Os resultados desta avaliação mostram que, embora o processo seja crítico e peculiar, as sequências, rotinas, entradas e saídas são bem definidas e possuem padrões de repetitividade que potencializam a implantação de controles e lógicas programáveis. Portanto, se todos os aspectos do restabelecimento estiverem bem modelados, pode-se assumir que a automação é capaz de agregar qualidade, rapidez e segurança neste processo crítico, com benefícios para a empresa, para os empregados e para toda a sociedade.

## 1.2. Organização da tese

Dada esta introdução ao tema da tese, os capítulos subsequentes estão assim organizados:

**1 – Introdução:** apresenta as considerações iniciais, motivações e principais objetivos.

**2 – Revisão Bibliográfica:** apresenta a revisão bibliográfica sobre sistemas de apoio à tomada de decisões, *smart transmission grids*, *self-healing*, autorrestabelecimento de sistemas elétricos e visão de futuro para redes *self-healing*.

**3 – Fundamentação Teórica de Sistemas Baseados em Conhecimento e Sistemas Especialistas:** discorre sobre a origem e a evolução das metodologias de inteligência computacional dedicadas à tomada de decisão, aplicação de sistemas especialistas, heurística, raciocínio e comparativo entre técnicas de inteligência computacional.

**4 – Autorrestabelecimento do Sistema de Transmissão:** descreve detalhadamente as especificações e requisitos necessários para a implantação de uma solução computacional capaz de promover o autorrestabelecimento de equipamentos e sistemas elétricos após perturbações. O processo é dividido em três etapas: o diagnóstico; a avaliação automática das condições; e a execução dos comandos.

**5 – Aplicação, Simulações e Resultados:** capítulo dedicado à apresentação do sistema protótipo desenvolvido para pôr em prática os requisitos discutidos no capítulo anterior, possibilitando a validação dos conceitos e a geração de resultados práticos, os quais se deram por meio da realização de um conjunto de testes que compreendem o processamento automático

e a análise de históricos de perturbações, bem como a implementação de cenários próximos às situações reais vividas no ambiente do Centro de Operação, como a participação dos profissionais atuantes no COS Cemig GT, e ainda testes de envio de comandos em ambientes de simulação. Este capítulo detalha o planejamento e a preparação dos cenários, da plataforma de simulação e da dinâmica dos simulados. Os resultados obtidos são devidamente apresentados e discutidos.

**7 – Conclusões:** conclusões finais e propostas para trabalhos futuros.

**Referências:** principais referências dos fundamentos empregados neste trabalho.

### 1.3. Considerações finais

O assunto abordado nesta tese já resultou em diversas publicações científicas em seminários consagrados do setor elétrico brasileiro e internacional. As publicações realizadas nos anos de 2010 e 2013 estão relacionadas a uma parte específica do desenvolvimento apresentado neste trabalho, cuja idealização culminou em uma dissertação de mestrado. As publicações a partir de 2014 refletem a integralidade do tema apreciado nesta tese.

Congressos Nacionais e Internacionais:

- XI EDAO – Encontro para Debates de Assuntos da Operação. **Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real**. Florianópolis / SC, novembro de 2010. O trabalho foi eleito como destaque pelo comitê técnico, premiado entre os dois melhores trabalhos apresentados;
- XXI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. **Sistemas de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real Baseados em Metodologias de Inteligência Computacional**. Florianópolis / SC, outubro de 2011;
- Revista Eletroevolução nº.63. **Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real**, junho/2011. Revista ISSN 1806-1877.
- X SIMPASE – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos. **Resultados Obtidos com o Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real no Centro de Operação da Cemig GT**. Belo Horizonte / MG, agosto de 2013.
- IEEE Power & Energy Society General Meeting 2014. *A Disturbance Diagnosis System for Real Time Response*. Washington DC, EUA, julho de 2014.

- XIII EDAO – Encontro para Debates de Assuntos da Operação. **Proposta de Implantação dos Conceitos Self-Healing e Assisted-Healing para Recomposição de Sistemas de Transmissão, em Centros de Operação.** Belo Horizonte / MG, novembro de 2014.
- IEEE Power & Energy Society General Meeting 2015. **Considerations on Self-Healing and Assisted-Healing for Power Transmission Systems in Operation Centers.** Denver, CO, EUA, julho de 2015.
- ISGT LA 2015 - Innovative Smart Grid Technologies Latin America 2015. IEEE Power & Energy Society. **Smart Self-Healing Systems for Operation Centers.** Montevideu, Uruguai, outubro de 2015.
- 7º SENOP – Seminário Nacional de Operadores de Sistemas e de Instalações Elétricas. **O Desafio da Auto Recomposição de Sistemas de Transmissão.** Brasília / DF, junho de 2016.
- CENOCON 2017 – 6º Fórum sobre Centros de Operação e Controle das Empresas de Energia Elétrica. **Desenvolvimento de Método para Automatizar a Verificação de Precondições de Recomposição durante Perturbações no SIN.** São Paulo / SP, abril de 2017.
- XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. **Auto Recomposição de Sistemas de Transmissão - Aplicação do Conceito Self-Healing em Centros de Operação a partir de Sistemas Especialistas.** Trabalho aceito para apresentação no evento, que ocorrerá em Belo Horizonte / MG, em novembro de 2019.

Periódico Qualis B1:

- Electrical Engineering Journal. **Expert Transmission Assisted-Healing System Application Based on Alarms and Real Time Measurements.** Editora Springer, Revista ISSN 0948-7921. Trabalho publicado em 30/04/2019.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As redes inteligentes de energia orientaram, na última década, direcionamentos bastante inovadores para o sistema elétrico. O tema é bastante vasto e abrange toda a organização tradicional do sistema de potência – geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. As referências bibliográficas utilizadas nesta tese estão organizadas com objetivo de apresentar primeiramente as produções mais abrangentes relacionadas ao segmento de transmissão de energia, com abordagens tradicionais relacionadas a sistemas de apoio à decisão, inteligência computacional aplicada e, por último, as mais específicas relacionadas aos conceitos *self-healing* e autorrestabelecimento de sistemas elétricos.

### 2.1. Sistemas de apoio à decisão

A tomada de decisões durante perturbações em sistemas elétricos de grande porte é uma tarefa de alta complexidade. De maneira geral, quantidades muito elevadas de informações devem ser compreendidas em curtos intervalos de tempo, para que se promovam ações precisas e eficazes. Esta grande responsabilidade recai diretamente sobre os operadores dos centros de operação, conforme pode ser visto em [ANTUNES, 2012] e [BATISTA, 2005].

A maior parte dos dados das usinas e subestações chega ao centro de operação por meio de medições analógicas, estados digitais e alarmes. Segundo Liberato [2010], no primeiro segundo de um grande distúrbio, o número de alarmes frequentemente ultrapassa a marca de 15 a 20 mensagens, ao passo que testes científicos já demonstraram que o ser humano tem capacidade de interpretar, corretamente, não mais do que 2 a 3 mensagens por segundo. Esta constatação abre espaço para soluções que agreguem agilidade e segurança na tomada das decisões em tempo real.

Sabe-se, contudo, que os desenvolvimentos computacionais os quais visam emitir diagnósticos *on-line* de perturbações estão longe do trivial, dado o volume de variáveis e as incertezas nas informações disponíveis ao operador, além do estresse e a urgência da situação. No entanto, recomenda-se que os dados utilizados por estas soluções sejam, de preferência, gerados por um módulo de processamento de alarmes.

Segundo Cardoso Jr. [2003], sistemas de processamento de alarmes e de diagnóstico de faltas executam tarefas semelhantes, no que tange à compreensão de eventos que produzem determinadas sequências de alarmes. É importante observar que a literatura associada a este

tema estabelece uma diferenciação entre os sistemas de processamento de alarmes e os sistemas de diagnóstico de faltas [KIRSCHEN, 1992]. Embora ambos considerem a mesma natureza de informações de entrada (alarmes, eventos e sinalizações provenientes do SCADA), eles possuem objetivos bastante distintos.

Os sistemas de processamento de alarmes exercem o papel de facilitar a compreensão acerca dos eventos que estão ocorrendo de maneira geral no sistema elétrico [NEIS, 2006]. A grande quantidade de alarmes enviada ao centro de operação, em tempo real, dificulta a tarefa dos operadores. Portanto, esta categoria de sistemas visa concentrar em uma (ou poucas) mensagem a informação reportada através de uma quantidade muito superior de alarmes e de sinalizações correlatas. Quando ocorre uma “avalanche de alarmes”, proveniente de uma perturbação no sistema elétrico, por exemplo, estes sistemas entregam ao operador informações concisas sobre as mudanças de estado operativo dos equipamentos do sistema, podendo até agregar alguma informação relevante sobre as proteções atuadas. Estes sistemas podem ainda sugerir ações corretivas quando demandados [KIRSCHEN, 1992].

Os sistemas de diagnóstico de faltas, por sua vez, concentram seus esforços de processamento exclusivamente para o trato de perturbações no sistema elétrico. Têm o objetivo de evidenciar as causas dos desligamentos (simples ou múltiplos) através das sinalizações de proteções atuadas e das demais grandezas analógicas disponíveis em cada equipamento. Os sistemas de diagnóstico de faltas devem estimar a seção do sistema que originou os desligamentos, além de identificar a atuação imprópria de relés e disjuntores [CARDOSO JR., 2003].

Neis [2006] ressalta ainda que os processadores de alarmes são projetados para tratar todos os possíveis tipos de alarmes, ao passo que os sistemas de diagnóstico de falhas analisam apenas o conjunto de alarmes necessário para localizar a falta. Enquanto os sistemas de processamento de alarmes informam “o que está acontecendo”, os sistemas de diagnóstico de faltas procuram explicar o “porquê de determinados eventos estarem ocorrendo”.

Outra diferença significativa entre estas duas filosofias é que os sistemas de processamento de alarmes avaliam fluxos contínuos de eventos (retratando uma contínua evolução do sistema), ao passo que os sistemas de diagnóstico de faltas estabelecem intervalos pré-definidos, conhecidos como “janelas temporais”, nas quais cada evento é analisado separadamente.

Kirschen [1992] estabelece os seguintes objetivos para os sistemas de processamento de alarmes, que, de maneira comum, são aplicáveis aos sistemas de diagnóstico de faltas:

- Reduzir a quantidade de informação apresentada ao operador;

- Apresentar uma ideia mais clara a respeito da condição que causou os alarmes;
- Eventualmente, recomendar ações corretivas.

Estes critérios devem ser rigorosamente observados na concepção do sistema de diagnóstico de faltas. Deve, também, ser considerada a forma com que os eventos envolvendo falhas de relés, disjuntores, canais de comunicação, etc., são reportados ao centro de operação, para evitar a ocorrência dos riscos mencionados, e até mesmo para garantir a credibilidade dos operadores. A metodologia para a solução a ser implementada deve ser escolhida levando-se em conta os seguintes fatores [CARDOSO JR., 2004]:

- Faltas em múltiplos equipamentos podem ser analisadas de forma individualizada, a fim de se diminuir a complexidade do problema;
- Convivência com a aquisição de dados corrompidos ou perda de informações. Esta situação pode se configurar durante uma perturbação de grandes proporções, com muitos desligamentos;
- Carência de infraestrutura (falta de registro de sequência de eventos);
- Falta de padronização na formação das mensagens e alarmes;
- Imprecisão nos tempos de ocorrência dos eventos;
- Alarmes que surgem pela ocorrência de eventos secundários podem ser facilmente misturados com alarmes causados pela perturbação primária.

Por fim, o diagnóstico de faltas ou estimação da seção em falta é definido como um problema de tomada de decisão, no qual várias hipóteses (de seções em falta), previamente formuladas, competem entre si, cabendo ao operador ou à ferramenta computacional de apoio selecionar a mais provável.

## ***2.2. Self-Healing e Assisted-Healing***

Os sistemas elétricos de potência da atualidade são altamente confiáveis. São projetados para suportar diversos tipos de adversidades, desde a própria dinâmica da carga, até mesmo eventos estressantes tais como curtos-circuitos e indisponibilidades não programadas de equipamentos. Contudo, este sistema não está imune aos eventos extremos, que podem provocar blecautes parciais ou totais. Para se recuperar destes eventos “catastróficos”, as equipes responsáveis pela operação deste tão complexo sistema devem estar munidas de planos e procedimentos específicos de restabelecimento e de recomposição, que objetivam garantir o restabelecimento das cargas interrompidas de forma segura, rápida e eficiente [FELTES, 2014].

Enquanto o conceito *smart grid* sugere a existência de um conjunto finito de atributos capazes de transformar o sistema elétrico do não *smart* para o *smart*, alguns autores passaram a empregar uma sutil variação do termo, tornando-o ainda mais desafiador: *smarter grids*. Por um lado, reconhece-se que as redes atuais já possuem considerável nível de inteligência. Por outro lado, o termo *smarter* estabelece que não haja limites para a inovação, pois a rede sempre terá incrementos de inteligência para receber.

Jiang [2009] refere-se à *smarter grid* como a integração de novas tecnologias que permitem aos utilitários e fabricantes repensar o projeto e a operação de redes elétricas. Estas redes transmitem a eletricidade diretamente dos produtores para os consumidores através da combinação da tecnologia digital incorporada em toda a rede, passando pela geração, transmissão e distribuição, melhorando a eficiência, a qualidade e a confiabilidade dos serviços e reduzindo os custos ao consumidor final. As redes elétricas de hoje evoluíram de uma rede centralizada e unidirecional para uma rede bidirecional que integra fluxo de energia dinâmico e gerenciamento de dados em tempo real. Isso ressalta a necessidade de desenvolvimento e implementação de novas ferramentas e equipamentos que auxiliem a operação e que aumentem a segurança dos sistemas elétricos.

De acordo com Jiang [2009] e Li [2010], os principais desafios para o presente e para o futuro dos sistemas de transmissão são:

- Meio ambiente: necessidade de substituição das matrizes tradicionalmente poluentes, de forma a mitigar mudanças climáticas. Além disso, a escassez de recursos energéticos fósseis foi prevista nas próximas décadas. As mudanças climáticas potencializam catástrofes naturais, como furacões, terremotos, etc., que podem facilmente danificar as redes de transmissão.
- Mercado e consumo: o aumento da concorrência no mercado de energia favorece a liberdade dos consumidores e exige maior transparência dos fornecedores. Isso exige maturidade na regulação e nas políticas de mercado. A satisfação do cliente com relação à qualidade, disponibilidade, custo e liberdade para interagir com este mercado tornam-se, cada vez mais, aspectos significativamente importantes.
- Infraestrutura: a infraestrutura de transmissão de energia elétrica existente convive com componentes envelhecidos e com investimentos insuficientes para atendimento à crescente demanda. Neste sentido, as ferramentas inteligentes de supervisão, controle medição, proteção e análise são imprescindíveis para que os limites do sistema elétrico sejam explorados com segurança e confiabilidade.

- Tecnologias inovadoras: os novos materiais, a eletrônica de potência, as tecnologias de comunicação, etc., ainda não estão maduras o suficiente ou comercialmente disponíveis para uma significativa revolução das redes de transmissão. Por outro lado, a própria infraestrutura existente não é suficientemente compatível para receber tecnologias de ponta.

Na distribuição, o conceito *self-healing* revela uma gama considerável de possibilidades para aumentar a qualidade e a confiabilidade do serviço. Em um sistema radial, a disponibilidade de conexões alternativas, combinadas com um conjunto de ações de monitoração e lógicas de controle, permite que a alimentação de uma determinada seção de rede de distribuição seja automaticamente transferida para outra fonte da mesma rede, caso o alimentador preferencial seja desligado.

O NETL – *National Energy Technology Laboratory* [HAMILTON, 2010] ressalta que os sistemas de transmissão já possuem determinadas características que os permitem ser considerados *self-healing*. O esquema de religamento automático após desligamentos em linhas de transmissão é uma das técnicas comumente aplicadas para manter o sistema funcionando em condições adversas, graças à capacidade que os sistemas de proteção possuem em identificar rapidamente uma falta e avaliar as condições necessárias para o religamento. Além disso, o desenho malhado do sistema de transmissão fornece redundância quando um ou mais componentes estão fora de serviço. No entanto, a aplicação do conceito *self-healing* em sistemas de transmissão não se limita aos recursos tradicionais mencionados, mas em algo significativamente mais abrangente: “*É essencial aumentar a confiabilidade na operação de sistemas elétricos por meio de atributos inteligentes que evitem a ocorrência de blecautes. Smart grids devem ainda estar aptas para isolar rapidamente um defeito e promover o autorrestabelecimento com o mínimo de intervenção humana*” [DOE, 2014] e [Xiang, 2011].

Verifica-se, através da citação anterior, que duas importantes vertentes decorrentes da abordagem de *self-healing*, que valem ser individualmente discutidas: prevenção de desarmes e restabelecimento automático após perturbações.

### **2.2.1. Prevenção de desarmes**

Para Ghosh [2007], *self-healing* é a propriedade que permite a um sistema perceber que não está operando corretamente e fazer os ajustes necessários para restaurar a normalidade, com ou sem intervenção humana. Os sistemas *self-healing* que requerem intervenção humana ou

intervenção de um agente externo ao sistema podem ser chamados de sistemas *Assisted-Healing*.

Amin [2013] afirma que os sistemas *self-healing* estão sempre monitorando, em tempo real, as características elétricas do sistema de potência, ajustando-se constantemente em busca do ótimo estado de operação. Estes sistemas devem ter inteligência suficiente para detectar a ocorrência de fenômenos naturais (ex. tempestades, queimadas, etc.) e fatores humanos de risco (erro humano, sabotagem, etc.). Eles devem reagir às mudanças reais ou potenciais dentro de frações de segundo, como um avião de combate militar que reconfigura para ficar no ar depois de sofrer alguns danos.

As grandes perturbações nos sistemas elétricos podem ser iniciadas por fenômenos naturais tais como tempestades, ondas de calor, tempestades solares, e muitas outras fontes, mas todas elas possuem raízes em comum nas vulnerabilidades mecânicas, eletrônicas ou humanas pré-existentes [LIU, 2014]. Clark Gellings, do *EPRI – Electric Power Research Institute*, explica que “*os sistemas de energia possuem uma infinidade de peças, fios, transformadores e outros componentes muito bem amarrados, o que significa que há muitas coisas que podem dar errado*”. Nye [2010] acrescenta que “*os sistemas de energia estão sempre sujeitos a falha. Tanto aqueles considerados de pequeno porte, quanto as grandes redes interligadas de geração, transmissão e distribuição de energia, estão expostos a fatores exógenos (intempéries climáticas em geral, ações humanas, etc.) e endógenos (sobrecargas, equipamentos subdimensionados, etc.) que, em geral, provocam mudanças no estado operativo do sistema como um todo*”.

Todos estes autores trazem em comum a ideia de que o sistema elétrico necessita ser dotado de recursos que lhe permita agir de maneira preventiva às adversidades climáticas e humanas, sendo o mesmo capaz de se ajustar autonomamente para evitar a ocorrência de eventos que interrompam o fornecimento de energia. Nenhum dos autores citados apresenta, de forma prática, como isso pode ser alcançado, porém, a motivação relacionada a este tipo de desejo é facilmente justificada pelas cifras envolvidas nos blecautes. O *EPRI* estima que a economia dos EUA acumula entre \$ 104 bilhões e \$ 164 bilhões de perdas por ano, em todos os setores econômicos, devido às interrupções de carga [LIU, 2014].

À medida que o mundo entra em uma nova era de “conscientização energética”, os serviços públicos enfrentam desafios sem precedentes. Regulação, preocupações ambientais, exigência de qualidade, confiabilidade e satisfação do cliente estão potencializando significativas inovações empresariais no ramo da energia [GUPTA, 2013]. De forma geral, a evolução dos sistemas de potência não foi pautada ou influenciada pelos aspectos mencionados.

Jiang [2009] e Li [2010] afirmam que os desafios e as necessidades para o futuro dos sistemas de transmissão de energia podem ser divididos em quatro aspectos: meio ambiente, mercado, infraestrutura e inovação. No contexto da inovação, aspectos como inteligência e conhecimento humano tendem a ser cada vez mais incorporados em redes inteligentes de transmissão. A “autoconsciência” acerca do ponto de operação do sistema visa fornecer análises em tempo real sobre a tensão e a estabilidade angular, entre outras análises relacionadas à segurança de operação. Neste sentido, *self-healing* aumentará a segurança da rede de transmissão através dos esquemas coordenados de proteção e controle. Os esquemas especiais de proteção (do inglês *special protection systems* e *remedial action schemes*), cuja atuação visa preservar a integridade sistêmica da rede, podem ser considerados precursores dos agentes inteligentes implantados nos sistemas de proteção [HAMILTON, 2010]. SALEHI [2011] propõe uma estratégia de desenvolvimento de um “sistema de proteção virtual” (do inglês *Virtual Protection System*) em centros de operação, com a finalidade de monitorar condições anormais e atuar proativamente para minimizar a propagação de distúrbios. PMUs são particularmente eficazes no desenvolvimento das funções de proteção de resposta mais lenta (que exigem pelo menos 10 medidas por segundo, em 60Hz), tendo em vista que, para determinados esquemas de proteção, a latência de medições remotas não é um grande problema.

Outra característica que tem inspirado pesquisadores é a resiliência da rede. O objetivo é garantir o fornecimento de energia aos clientes de forma segura e confiável, mesmo em caso de perturbações ou ameaças internas ou externas. As ações de controle automático para restaurar o sistema de potência após desastres naturais, ataques, falha de equipamentos e blecautes são promessas das redes *self-healing*, cujos pilares são instrumentação avançada, medição inteligente, sensoriamento, controle e comunicação.

Em [Yang, 2009] é apresentada solução para monitoramento de linhas de transmissão e distribuição baseada em uma rede de sensores sem fio, na qual cada módulo executa funções avançadas de processamento de sinal e comunicação. O objetivo é medir continuamente parâmetros da linha e condições externas para, assim, realizar estimativas de afundamento de condutores aéreos, perfil de temperatura de condutor, tensão mecânica em torres, capacidade dinâmica de transmissão, detecção de vegetação, gelo ou fogo nas proximidades da linha, falha incipiente de isoladores, localização da falha, etc.

Existem várias pesquisas relacionadas à melhoria da monitoração de equipamentos de potência. Para transformadores, o objetivo é monitorar a saúde e as condições de trabalho do equipamento através de medições e acompanhamento da evolução de gases dissolvidos no óleo isolante, em tempo real. Para os disjuntores, tem-se o acompanhamento do número de operações

desde a última manutenção, a avaliação das condições do dielétrico (óleo, gás, etc.) e outros fatores relacionados à saúde e ao bom funcionamento destes equipamentos [JIANG, 2009], [LI, 2010].

Amin [2008] sugere que o primeiro passo para se construir uma rede *self-healing* começa a partir da implantação de um processador em cada componente de uma subestação. Em outras palavras, cada disjuntor, comutador, transformador, barramento, etc., deve ter um processador associado capaz de se comunicar com os processadores de componentes adjacentes, para que assim se alcance um nível de consciência situacional compatível com a filosofia proposta.

O processamento e disponibilidade em tempo real deste tipo de informação podem facilitar a detecção incipiente de problemas e permitir ações mais precisas pelos operadores do centro de operação, ou mesmo ações automáticas, para evitar interrupções de serviço. O objetivo é tornar os relés de proteção a última linha de defesa, e não a única defesa, como ocorre hoje.

Para se tornarem realidade nos sistemas de transmissão, soluções tais como as mencionadas devem ser submetidas a inúmeras baterias de testes, a contemplar os mais diversos cenários e ambientes aos quais coexistem os sistemas de transmissão. De acordo com o porte, as soluções devem ter escalabilidade e alto nível de confiabilidade para que inspirem confiança nos investidores.

Determinados aspectos relacionados às propriedades de supervisão, controle e proteção agregam potencial significativo de melhorias nos sistemas de transmissão e de distribuição, de forma a torná-los cada vez mais resilientes. Destacam-se os seguintes [HAMILTON, 2010]:

- Utilização em larga escala de dados provenientes de PMU poderá permitir a identificação e até prevenção de situações de risco em tempo real. Com isso, os operadores do sistema passarão a ter compreensão mais precisa e rápida da situação do sistema elétrico, possibilitando assim a adoção de medidas corretivas com maior grau de prontidão;
- A análise de risco probabilístico facilitará a identificação de vulnerabilidades sistêmicas, tanto em condições normais quanto em contingências simples ou múltiplas;
- Sistemas de proteção avançados deverão se comunicar com o centro de operação para se adaptarem às condições sistêmicas em tempo real;
- Devido à natureza "descontrolada" dos fluxos de potência, os limites de transmissão de fluxos de potência ativa e reativa são menores do que poderiam ser admitidos termicamente, implicando a subutilização da infraestrutura de transmissão.

Considerando que a transferência de energia é controlada pela impedância da linha, magnitude da tensão e diferença de ângulo de fase, é possível aumentar a utilização das linhas de transmissão através do uso de sistemas de transmissão de CA flexíveis (FACTS), capazes de controlar cada um destes parâmetros em regime permanente;

- Os dispositivos de alta velocidade de chaveamento, limitação de corrente e modulação poderão reconfigurar dinamicamente a rede em caso de contingências, em resposta aos desafios dinâmicos do sistema;
- A comunicação em alta velocidade entre instalações, e das instalações para os centros de operação, permitirá que áreas amplas sejam protegidas como se fossem uma única subestação;
- Sistemas de proteção de integridade sistêmica (SIPS – *System Integrity Protection Systems*), sistemas de ação corretiva (RAS – *Remedial Action Systems*) e outros conceitos de proteção e controle de área ampla (WAPC – *Wide Area Protection and Control*) serão mais amplamente utilizados como partes integrantes da nova rede inteligente de transmissão. Em particular, a medição fasorial proporcionará avaliações “ciclo a ciclo” acerca do desempenho dinâmico da rede;
- Os sistemas de processamento e de comunicação da rede *self-healing* empregarão processadores embutidos e espalhados pelo sistema, que se comunicarão por meio de interfaces padronizadas. Diferentes funções classificadas de acordo com as constantes de tempo a seguir poderão ser desempenhadas:
  - Ciclos de 1 hora: assegurar o equilíbrio oferta/demanda e a identificação de restrições de transmissão de energia entre áreas;
  - Ciclos de 5 minutos: gerenciar confiabilidade e eficiência da rede;
  - Ciclos de 2 segundos: implementar controles de área em regime permanente;
  - Ciclos de 100 milissegundos: identificar o surgimento de instabilidades sistêmicas;
  - Ciclos de 10 milissegundos: disparar ações de proteção inteligentes (rejeição de carga / geração e ilhamentos).

De forma geral, a abordagem prevencionista é bastante destacada pelos pesquisadores e especialistas do setor, porém, verificam-se poucas aplicações práticas, principalmente em sistemas de transmissão de extra alta tensão. Enquanto isso, as diversas falhas em cascata ocorridas nos últimos 40 anos apontam a necessidade de compreender os complexos fenômenos

associados aos sistemas de potência, bem como a necessidade de investir em pesquisa e desenvolvimento de novas estratégias de recomposição [AMIN, 2008].

### **2.2.2. Restabelecimento automático após perturbações**

A despeito dos inúmeros esforços para reduzir ou evitar as saídas não programadas de equipamentos do sistema, a impossibilidade de se evitar a ocorrência de blecautes é reconhecida por diversos autores. Como alternativa para a redução dos impactos sociais e financeiros causados pelas perturbações no sistema elétrico, especialistas no setor têm investido em soluções para agilizar e aumentar a segurança no restabelecimento do sistema após as perturbações [JIANG, 2009], [NYE, 2010], [BEGOVIC, 2012].

Neste sentido, os Sistemas de Apoio à Decisão – cuja literatura é rica em publicações voltadas à operação de sistemas elétricos – trazem um considerável aparato de propostas e soluções para apoio ao processo de restabelecimento nos centros de operação. Por um lado, a grande quantidade de informações disponíveis nos centros de operação motiva e facilita a implementação de funcionalidades desta natureza. Por outro lado, é necessário cuidar para que a quantidade de sistemas e informações não se tornem um problema. De fato, o excesso de informação pode ser tão prejudicial quanto a falta dela. Sem uma gestão cuidadosa, eventos e situações relevantes podem passar despercebidas, mesmo por um operador experiente. Além disso, a diversidade de processos em execução simultaneamente pode dificultar o trabalho dos operadores dos centros de operação, que terão que lidar com uma considerável massa de informação [OLIVER, 2013]. De toda forma, as possibilidades de desenvolvimento de sistemas capazes de compreender como os operadores tomam decisões em condições críticas, identificando e tratando as diversas nuances que ocorrem no processo, abrem espaço para o conceito *self-healing* que, neste contexto, pode ser entendido como autorreconfiguração [MOSLEHI, 2006], [NOVOSEL, 2012].

Embora o conceito *self-healing* seja bastante sugestivo, legar a responsabilidade da recomposição do sistema elétrico a um sistema computacional sempre será um grande desafio [ANTUNES, 2015]. A implementação de um sistema computacional baseado no conceito *self-healing* traz vantagens como um aumento da agilidade e da segurança no processo de recomposição. O objetivo é automatizar as ações de restabelecimento dos equipamentos desligados após perturbações, reduzindo o período de indisponibilidade dos equipamentos e

umentando a confiabilidade na rede de transmissão. A redução da carga de estresse dos operadores contribui ainda com a melhoria da qualidade do trabalho realizado.

Ribeiro [1996] abordou o tema “automação de manobras em subestações” em uma época em que os termos “*smart grids*” e “*self-healing*” sequer eram discutidos. No entanto, já se revelava a preocupação com as questões de estresse de operadores, riscos de execução de ações equivocadas e o desejo de se empregar “sistemas especialistas” na tarefa de execução do restabelecimento de subestações após contingências. A experiência do autor, contudo, reflete a realidade da época em que subestações possuíam equipes de operadores em regime contínuo, e o agente de transmissão tomava autônoma e unilateralmente todas as decisões operativas necessárias no processo de recomposição.

Gupta [2013] propõe a metodologia dos “sistemas multi-agentes” para dar suporte ao desenvolvimento de um sistema *self-healing*. O autor apresenta o conceito e a estrutura detalhada em três camadas: identificação de falhas, diagnóstico de falhas e ação corretiva. A camada de identificação de falhas é composta por sensores que detectam alterações no ambiente e notifica a camada de diagnóstico de falhas. A camada de diagnóstico de falhas é responsável por detectar e analisar as falhas, e por propor uma solução temporária para a recuperação de falhas como uma primeira ação para evitar o blecaute, mesmo por um curto período de tempo. Além disso, notifica a camada de ação corretiva com a informação descritiva detalhada para determinar a melhor solução para a recuperação de falhas, visando evitar desligamentos em cascata para o sistema elétrico. A camada de diagnóstico de falhas também valida e verifica o plano de recuperação proposto pela camada de ação corretiva. Por fim, a camada ação corretiva é o processador do sistema, uma vez que cria a solução final de restabelecimento, na qual várias soluções devem ser recomendadas para coincidir com o problema, uma vez que as falhas podem configurar situações inesperadas. Souza [2017] e Leite [2017] também se apropriam de “sistemas multi-agentes” para promover a reconfiguração de uma rede de distribuição após um defeito permanente. No primeiro, a metodologia apresentada considera autorrecuperação com ilhamento intencional, corte seletivo de carga e a existência de geração distribuída. No segundo, o sistema é dividido em três camadas (resposta, coordenação e organização), e não depende da comunicação centralizada para funcionar.

Liu [2012] sugere que, após uma grande perturbação no sistema elétrico, a prioridade é avaliar e identificar as condições globais da rede. Esta avaliação tem o propósito de responder a perguntas tais como:

- Qual é a situação das unidades geradoras?

- Quais são as fronteiras dos sistemas ilhados e qual é a situação das linhas de interligação?
- Qual é o montante de carga do sistema que permanece atendido?
- Se partes do sistema ainda estão energizadas, os parâmetros de frequência, tensão e carregamento dos equipamentos estão dentro de limites aceitáveis?

Além de responder a essas perguntas, o conceito de GRM (*Generic Restoration Milestones*) proposto pelo autor fornece uma metodologia para o desenvolvimento de ferramentas inteligentes de apoio à decisão para a recomposição do sistema elétrico.

Golshani [2017] defende o particionamento da rede elétrica após um blecaute em várias pequenas ilhas, de forma que o processo de recomposição se inicie de forma independente a partir de geradores dotados de recurso para *blackstart*. Os resultados são mostrados a partir de simulações e não houve resultado de aplicação prática do método apresentado.

Anghel [2009] propõe um algoritmo de *self-healing* genérico que pode ser utilizado para detectar, diagnosticar e reparar automaticamente problemas no sistema elétrico. O algoritmo baseia-se nos conceitos “entropia de situação” e “situações de contextos equivalentes”, juntamente com um conjunto de princípios *self-healing* definidos por meio de “cálculo de situação e sistemas de informação”. No entanto, não há um entendimento claro sobre o modo como esta abordagem pode ser adaptada para outras classes de sistemas existentes, pois a solução se apresenta como uma “caixa preta” da qual se torna ainda mais difícil extrair o comportamento do sistema e entender os detalhes do processo.

Santos [2013] propõe um módulo *self-healing* para realizar tarefas como detecção de falhas, localização, isolamento e restabelecimento automático. Para permitir o processamento de informação em tempo real, foi desenvolvido um algoritmo baseado em lógica *fuzzy*, capaz de manipular todo o conjunto de dados de entrada e apresentar, como saída, um grau de certeza com relação à perturbação. Depois de determinar a sequência de manobras, o algoritmo de restabelecimento carrega uma série de comandos para uma tabela no banco de dados SCADA, bem como suas condições de inicialização e bloqueios.

Cavalcante [2016] propõe um método de otimização em dois estágios (baseado em programação linear e não linear) para reconfiguração de redes de distribuição após defeitos permanentes, utilizando informações provenientes do centro de operação (SCADA). Testes reais realizados em sistema de distribuição de 964 nós mostram que a metodologia é capaz de isolar zonas com falta e restabelecer o máximo de cargas interrompidas, respeitando as condições adequadas de operação. Torres [2018] propõe um método de reconfiguração automática de alimentadores de distribuição baseado em regras capaz de restabelecer cargas

desligadas em decorrência de defeitos permanentes na rede. A estratégia não depende de controle centralizado, pois a comunicação ocorre entre alimentadores adjacentes. O algoritmo proposto foi testado através de simulações computacionais, e também em um sistema de distribuição real. Curtos-circuitos sequenciais e simultâneos foram testados e, mesmo em condições severas de desligamentos sistêmicos, o algoritmo proposto estabelece um plano de restabelecimento eficaz.

Também, se baseando em técnicas de otimização (programação linear), Owaifeer [2018] propõe método que considera a disponibilidade de geração, configuração do sistema e o gerenciamento de carga, visando a minimização de perdas, configuração ideal de rede, desligamento otimizado de geradores distribuídos e o corte ideal de carga com notável precisão e tempo computacional. Metaheurística, um método para resolver problemas de otimização, é o recurso utilizado por Zadsar [2017] para promover o autorrestabelecimento de sistemas de distribuição composto por *microgrids* dotadas de reposta a demanda, microturbinas e armazenamento de energia. Em ambos os casos, os resultados são baseados em simulações, sem demonstrações de aplicação de sistemas elétricos reais.

É importante ressaltar que *self-healing* não se resume a um equipamento ou a um sistema computacional que pode ser adquirido e instalado no sistema elétrico. Trata-se de um conceito que abrange um conjunto de estratégias, cuja realização plena depende de inúmeros fatores: tecnologias existentes, regulação local, estratégia empresarial, disponibilidade de informações em tempo real, etc.

### **2.3. Considerações finais**

*Self-healing* é um tema com notória relevância para o futuro das redes inteligentes de transmissão e distribuição, o que justifica a significativa quantidade de publicações recentes relacionadas ao tema. Verifica-se que parte significativa das referências apresentadas abordam propostas de soluções para sistemas de distribuição, para os quais os métodos matemáticos empregados atestam o estado da arte do tema, no qual o restabelecimento de cargas interrompidas após desligamentos tem sido realizado com considerável agilidade, respeitando-se parâmetros de qualidade do fornecimento e, principalmente, com autonomia computacional.

Uma parte das referências mantém-se no campo conceitual da matéria, com resultados amparados em simulações baseadas em sistemas elétricos hipotéticos, sem discorrerem sobre a

utilização prática do método. Uma futura aplicação prática destas propostas poderia enriquecer este vasto campo de estudos.

Poucas referências, contudo, discorrem sobre métodos de autorrestabelecimento para sistemas de transmissão operados hierarquicamente<sup>1</sup> e com regulação pré-operacional estabelecida, a qual delimita o grau de liberdade que os agentes podem desempenhar durante processos de recomposição.

Por fim, a revisão bibliográfica apresentada permitiu a identificação de requisitos relevantes para a implantação de um sistema computacional capaz de promover o autorrestabelecimento de sistemas de transmissão. Esta aplicação se dará a partir do centro de operação, por meio de recursos relacionados ao sistema de gerenciamento de energia (EMS) e instruções de operação. O objetivo é aumentar a agilidade e a segurança do processo de restabelecimento, que é considerado um dos processos mais críticos dos centros de operação. Vale ressaltar que a proposta a ser apresentada se baseia na formulação de solução para apoiar as decisões humanas em tempo real. Não é proposta deste trabalho um sistema que ouse substituir o conhecimento e a experiência do operador, proporcionando decisões prontas e inquestionáveis para a operação em quaisquer circunstâncias. É fato que a vasta gama de contextos diários vividos pelos operadores, bem como o conhecimento acumulado através da dinâmica de suas atividades, reforçam que os atributos inerentes à inteligência humana são muito superiores ao desempenho de quaisquer soluções computacionais [ANTUNES, 2012]. A Tabela 2-1 apresenta um breve resumo das referências bibliográficas citadas, com o respectivo segmento de aplicação.

O capítulo seguinte apresenta a fundamentação teórica de Sistemas Baseados em Conhecimento e Sistemas Especialistas, técnicas a partir das quais foram suportadas toda a idealização e materialização do objeto defendido nesta tese.

**Tabela 2-1 Breve resumo das referências bibliográficas e segmento de aplicação**

Referência	Aspectos abordados	Segmento
<b>Antunes, 2012</b>	Sistemas de diagnóstico de perturbações, sistemas especialistas	Transmissão
<b>Batista, 2005</b>	Sistemas de diagnóstico de faltas, tratamento de alarmes, mineração de dados, redes neurais artificiais, árvore de tomada de decisões	Distribuição
<b>Liberato, 2010</b>	Sistema inteligente para o processamento de eventos dentro de uma subestação, redes neurais, sistemas especialistas, distribuição	Distribuição
<b>Cardoso Jr., 2003</b>	Estimação de seção em falta, redes neurais, sistemas especialistas, centro de operação	Transmissão e Distribuição
<b>Kirschen, 1992</b>	Papel dos sistemas de processamento de alarmes e de diagnóstico de faltas, sistemas especialistas	Geração, Transmissão e distribuição
<b>Neis, 2006</b>	Sistemas de processamento de alarmes, algoritmos genéticos,	Distribuição

<sup>1</sup> No Brasil, o ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, possui função de operador de sistema independente, com responsabilidades complementares às dos agentes detentores das concessões de transmissão.

Referência	Aspectos abordados	Segmento
<b>Feltes, 2014</b>	Avaliação de aspectos envolvidos em processos de restabelecimento e de recomposição, <i>self-healing</i>	Transmissão
<b>Jiang, 2009</b>	<i>Smart transmission grids, self-healing</i>	Transmissão
<b>Li, 2010</b>	<i>Smart transmission grids, self-healing</i>	Transmissão
<b>Hamilton, 2010</b>	<i>Smart transmission grids, self-healing</i> , dificuldades para implantação de recursos de autorrestabelecimento, e desafios para redes futuras	Transmissão
<b>DOE, 2014</b>	Necessidade do aumento da resiliência do sistema elétrico em condições climáticas severas, autorrestabelecimento	Transmissão/ Distribuição
<b>Xiang, 2011</b>	Técnicas e teorias sobre <i>self-healing</i>	Transmissão/ Distribuição
<b>Salehi, 2011</b>	Proteções virtuais de ampla área baseadas em <i>PMU</i>	Transmissão
<b>Yang, 2009</b>	Prevenção de desarmes, <i>self-healing</i> , monitoração avançada para linhas de transmissão	Transmissão
<b>Amin, 2008</b>	Aspectos gerais relacionados aos sistemas elétricos e desafios para implantação de redes <i>self-healing</i>	Transmissão/ Distribuição
<b>Begovic, 2012</b>	Aspectos gerais relacionados aos sistemas elétricos, processos de restabelecimento, <i>self-healing</i>	Transmissão/ Distribuição
<b>Oliver, 2013</b>	Planejamento de sistemas de transmissão, desafios da operação, novas tecnologias	Transmissão
<b>Moslehi, 2006</b>	Impactos econômicos de blecautes ao redor do mundo, estado da arte sobre confiabilidade de sistemas elétricos por meio de recursos avançados de supervisão e controle	Transmissão
<b>Novosel, 2012</b>	Estudos gerais sobre blecautes ao redor do mundo	Transmissão
<b>Antunes, 2015</b>	Proposta de sistema computacional para autorrestabelecimento de sistemas de transmissão, centros de operação, sistemas especialistas	Transmissão
<b>Ribeiro, 1996</b>	Sistema especialista para automação de manobras em subestações	Transmissão/ Distribuição
<b>Gupta, 2013</b>	Sistema multi-agentes, estrutura de sistema <i>self-healing</i> , divisão do processo de restabelecimento em três etapas distintas	Distribuição
<b>Souza, 2017</b>	Sistema multi-agentes, ilhamento intencional, corte seletivo de carga, geração distribuída	Distribuição
<b>Leite, 2017</b>	Sistema multi-agentes, resposta, coordenação e organização	Distribuição
<b>Liu, 2012</b>	Ferramentas inteligentes para apoio à decisão de recomposição após perturbações	Transmissão
<b>Golshani, 2017</b>	Particionamento da rede elétrica em pequenas ilhas, recomposição independente a partir de ilhas blackstart, simulações, sem resultados aplicados	Distribuição
<b>Anghel, 2009</b>	Proposta de sistema <i>self-healing</i> capaz de detectar, diagnosticar e reparar problemas no sistema elétrico	Distribuição
<b>Santos, 2013</b>	<i>Self-healing</i> , detecção, localização, isolamento e restabelecimento automático, lógica <i>fuzzy</i>	Distribuição
<b>Cavalcante, 2016</b>	Otimização em dois estágios, reconfiguração de redes	Distribuição
<b>Torres, 2018</b>	Reconfiguração automática de alimentadores, comunicação não centralizada baseada em alimentadores adjacentes	Distribuição
<b>Owaifeer, 2018</b>	Reconfiguração de rede, corte ideal de cargas	Distribuição
<b>Zadsar, 2017</b>	Proposta de solução de autorrestabelecimento de sistemas com microgrids	Distribuição

### 3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DE SISTEMAS BASEADOS EM CONHECIMENTO E SISTEMAS ESPECIALISTAS

A origem do conceito “Inteligência Artificial” é atribuída por muitos autores à década de 50. Da mesma forma, não há uma definição clara sobre quando surgiram os conceitos “Sistemas Baseados em Conhecimento” (SBC) e “Sistemas Especialistas” (SE). Algumas referências mencionam que o primeiro SE (denominado Dendral) tenha surgido na Universidade de Stanford, em 1965.

O objetivo dos cientistas desta área era desenvolver métodos computacionais capazes de resolver problemas semelhantemente à forma como seres humanos os resolvem. Pode-se dizer que a evolução dos computadores eletrônicos na mesma época em que se idealizavam tais metodologias viabilizou a criação de sistemas computacionais que, mais tarde, passaram a ser reconhecidos como “inteligentes”.

Embora alguns autores utilizem a expressão SBC referindo-se aos SE, há diferenças conceituais entre estes: os SBC, de forma geral, explicitam o conhecimento de um domínio, separando-o do restante do sistema [WATERMAN, 1986], enquanto que os SE referem-se a um domínio mais profundo, baseando-se nos conhecimentos de um especialista. RauchHindin [1986] diz que os SE não se aplicam para explicitar apenas os conhecimentos de um especialista em particular, mas sim qualquer “gargalo de conhecimento” que a empresa possua.

Levine [1988] define SE como um sistema de inteligência artificial criado para resolver problemas em um determinado domínio. Complementarmente, Weiss [1988] define que um SE é aquele que:

- Lida com problemas complexos do mundo real, que requeiram a interpretação de um especialista;
- Soluciona estes problemas através do uso de um modelo computacional do raciocínio de um especialista humano, chegando às mesmas conclusões que este especialista humano chegaria caso se defrontasse com um problema comparável.

Segundo Harmon [1988], os SE são *"programas inteligentes de computador que usam conhecimento e procedimentos inferenciais para resolver problemas que são bastante difíceis, de forma a requererem, para sua solução, muita perícia humana"*. O autor ainda esclarece que *"o conhecimento necessário para atuar a esse nível, mais os procedimentos inferenciais empregados, são um modelo de perícia dos melhores profissionais de um determinado ramo. O conhecimento de um sistema especialista consiste em fatos e heurísticas. Os fatos constituem*

*um corpo de informações que é largamente compartilhado, publicamente disponível e geralmente aceito pelos especialistas em um campo. As heurísticas são em sua maioria privadas, regras pouco discutidas de bom discernimento, que caracterizam a tomada de decisão no nível do especialista na área. O nível de desempenho de um sistema especialista é função principalmente do tamanho e da qualidade do banco de conhecimentos que possui".*

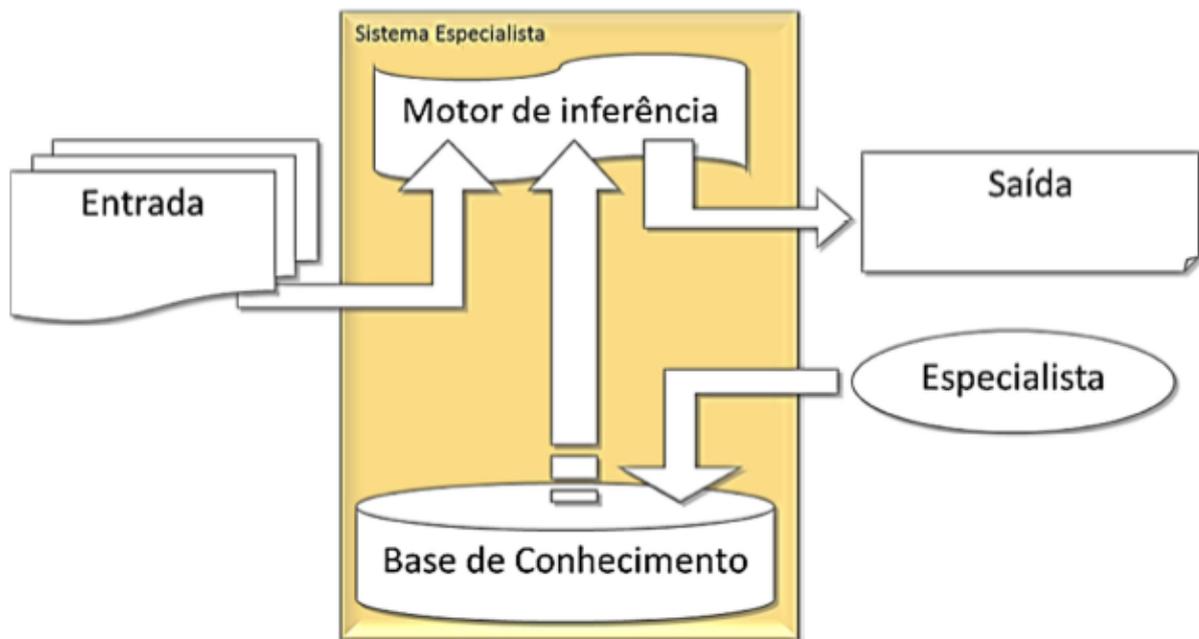
Falcão [2002] e Liberato [2010] ressaltam que a principal característica dos SEs é a capacidade de explicação – habilidade característica de seres humanos. Esta classe de sistemas adota o “raciocínio inferencial” para solucionar problemas de um campo específico do conhecimento humano. Esta tentativa de reprodução computacional da cognição humana abre espaço para o desenvolvimento de soluções para os mais complexos problemas.

A aplicação de SE estende-se pelas mais diversas áreas de conhecimento, dentre as quais pode-se citar interpretação de dados, simulação, diagnóstico, projeto, planejamento, monitoramento, reparo, instrução e controle. No sistema elétrico, por exemplo, para análise de falhas em linhas de transmissão, as informações necessárias referentes ao diagnóstico de falhas são armazenadas em uma base de conhecimento usando um conjunto de regras que representam as condições de falha. As primeiras propostas em sistemas especialistas para diagnóstico de falhas em linhas de transmissão que utilizaram lógica proposicional ou booleana são listadas em [LIU, 1992].

De acordo com as definições e aplicações para SE apresentadas, verifica-se a pressuposição de um conhecimento humano específico, crítico e raro, de tal sorte que se valham os esforços em favor da preservação deste conhecimento, para que o mesmo não se esvaia junto com o ser humano que o detém. Desta forma, os sistemas computacionais construídos para lidar com um segmento de conhecimento específico estarão “aptos” para adquirir o status de SE desde que disponham de uma base de conhecimento (compatível com as especificidades do problema a ser resolvido), na qual o conhecimento materializado pode ser acrescido ou aprimorado conforme as necessidades do problema. Do outro lado dos SE, nos sistemas convencionais o conhecimento é armazenado no próprio código do algoritmo, de tal forma que a necessidade de aprimoramento do conhecimento embutido naquele sistema implica a necessidade de mudanças no próprio algoritmo. Outra diferença entre estas duas categorias de sistemas reside no fato de que os sistemas convencionais automatizam tarefas operacionais, manuais, repetitivas. Há de se considerar que os indivíduos que as exerciam anteriormente não tinham necessidade de pensar ou raciocinar em demasia sobre suas atividades, mas apenas de assimilar a rotina e executá-la. Desta forma, os programas convencionais são utilizados para realizar tais rotinas no lugar do homem, com o benefício da velocidade e da precisão. Em

contrapartida, os SE não automatizam tarefas rotineiras, repetitivas, mas sim tarefas que anteriormente exigiam a participação efetiva de um especialista e cuja execução dependia de raciocínio, decisão e da aplicação da experiência do especialista envolvido.

O algoritmo no qual se constrói um SE adquire uma denominação específica: máquina de inferências. Isso é que o torna capaz de "raciocinar", ou seja, de inferir as soluções dos problemas utilizando o conhecimento que possui armazenado. Este algoritmo, portanto, tem o papel de relacionar, comparar e conjugar os estímulos de entrada (informações que serão submetidas ao sistema) de maneira harmônica com o conhecimento armazenado em base de dados, de forma a produzir as saídas desejadas. A Figura 3-1 ilustra, resumidamente, as principais partes que compõem um SE.



**Figura 3-1** Representação simplificada de um Sistema Especialista.

Voltando-se às questões relacionadas à base de conhecimentos, considera-se a existência do “engenheiro do conhecimento”, que é responsável por extrair o conhecimento de um ou de vários especialistas, convertendo este conhecimento em uma forma legível ao computador. Os programadores ou analistas de sistemas convencionais diferem-se dos engenheiros do conhecimento: os primeiros, em geral, coletam todas as informações detalhadas do sistema a ser desenvolvido e, somente após confeccioná-lo, retomam à apreciação do usuário; os segundos fazem intenso uso da prototipação, desenvolvendo o SE por meio de um processo exploratório baseado em tentativas, erros e aproximações. É importante ressaltar que a base de

conhecimentos é constituída dos fatos que descrevem o domínio, e das heurísticas (ou regras) que descrevem como esses fatos se relacionam logicamente.

Para compor a base de conhecimento e, principalmente, desenvolver o mecanismo de inferência, é necessário o uso de uma lógica específica, permitindo assim o uso de regras de inferência matemática para construção e processamento da base de conhecimento. Para se avançar neste aspecto do desenvolvimento de um SE, é necessário o entendimento dos modelos de classificação, regras heurísticas e encadeamento de regras.

### 3.1. Modelo de classificação, regras heurísticas e encadeamento de regras

Há uma variedade de técnicas de raciocínio que são particularmente apropriadas a cada tipo de conhecimento utilizado na solução de problemas. Apesar disso, a forma natural de expressar conhecimentos inferidos é por meio de regras do tipo “*se (observações lógicas satisfeitas) – então (conclusão)*”.

Na prática, o modelo de classificação estabelece a forma na qual as regras podem ser estruturadas, e a tarefa do sistema de classificação é selecionar uma conclusão a partir de uma lista pré-estabelecida de possibilidades, conforme exemplificado a seguir [WEISS, 1988]:

Se:      Observação 1 = Verdadeira  
           Observação 2 = Falsa  
           Observação 3 = Falsa  
 Então    Conclusão K = Verdadeira

Uma parte considerável do conhecimento humano pode ser representada desta forma, podendo também incluir outras espécies de informações relevantes para o raciocínio, tais como relações causais, temporais e funcionais entre as evidências. A complexidade destas linhas de raciocínio, em geral, não é amparada por teorias bem compreendidas, motivo pelo qual a heurística<sup>2</sup> se torna um recurso valioso para o desenvolvimento de um SE, uma vez que o torna capaz de associar diversos tipos de conhecimentos às mais diversas situações práticas.

---

<sup>2</sup> A heurística é uma técnica de pensamento e comportamento praticamente automática nos humanos, que age de modo intuitivo e inconsciente para achar prováveis respostas para aquilo que procuram. Em suma, a

A palavra *heurística* deriva do verbo *heurísko*, de origem grega, que significa “encontrar”, “descobrir”, “inventar”, “obter”, podendo ser extrapolada para um método ou processo criado com objetivo de se resolver um problema. O conceito “regras heurísticas” pode ser facilmente compreendido por meio de um exemplo [LEVINE, 1988]: há um derramamento de óleo em um rio, e um especialista foi chamado para determinar exatamente de onde o óleo está vindo, para que ele possa ser detido. Sabe-se também que há várias indústrias situadas ao longo da margem do rio. A utilização de um SE em favor da solução deste problema deve considerar um mecanismo para a realização de cálculos de taxa de dispersão do óleo, velocidade da água, e demais fatores relevantes para se estimar o local do derramamento. De posse destes resultados, faz-se necessário um conjunto de regras especiais para inferir qual fábrica foi a responsável pelo derramamento. Supondo que os cálculos tenham indicado com precisão de 1 quilômetro o local provável do derramamento, aplicam-se as regras H1 e H2:

- REGRA H1: SE existe uma fábrica ao longo do rio a uma distância de 1 quilômetro da localização calculada do derramamento, ENTÃO assumo que esta é a fábrica que causou o derramamento.
- REGRA H2: SE existe mais de uma fábrica a uma distância de 1 quilômetro da localização calculada do derramamento, ENTÃO assumo como primeira opção a fábrica que usa mais óleo em suas operações.

As regras H1 e H2 são chamadas de regras heurísticas, pois elas não são formuladas com base em um conhecimento comum reconhecido por todos, mas dependem do conhecimento de um especialista.

Outros conjuntos de regras podem ser disparados com a finalidade de concentrar a atenção na fábrica que foi indicada como provável causadora do derramamento, de forma a garantir a acurácia da análise. Por exemplo, certos pontos de vulnerabilidade do circuito de encanamentos de óleo da fábrica seriam provavelmente analisados primeiro. A regra abaixo exemplifica a extensão das heurísticas aplicadas:

- REGRA H3: SE a pressão do óleo na localização “x” da fábrica for menor que a pressão do óleo na localização “y”, ENTÃO examine a posição “z” do encanamento.

Este exemplo serve para mostrar que apenas uma pessoa conhecedora daquele contexto é capaz de planejar um conjunto tão específico de regras, e também para ressaltar a importância do encadeamento de regras.

---

heurística pode ser considerada um "atalho mental" usado no pensamento humano para se chegar aos resultados e questões mais complicadas de modo rápido e fácil, mesmo que estes sejam incertos ou incompletos.

Conforme anteriormente mencionado, o motor de inferências desempenha o papel de relacionar, comparar e conjugar os estímulos (dados) de entrada de maneira harmônica com o conhecimento armazenado em base de dados, de forma a produzir as saídas desejadas. A harmonia desejada está diretamente relacionada ao tipo de problema que se necessita solucionar.

Há problemas nos quais se deseja inferir fatos novos a partir de fatos previamente conhecidos. Por outro lado, quando se tem uma hipótese a ser comprovada, fatos antecedentes (evidências) devem ser analisados para que se comprove a veracidade daquela hipótese. Estas situações se diferem pelo tipo de encadeamento, que pode ser progressivo ou regressivo.

No encadeamento progressivo (ou para frente), os dados levam às conclusões, e as regras da base de conhecimentos são usadas para gerar informação nova a partir de um conjunto inicial de dados. Isso implica que os fatos gerados passam a fazer parte da base de conhecimentos. Em outras palavras, o SE ajuda o usuário a encontrar respostas para as perguntas por meio da aplicação. Quando o usuário fornece respostas às perguntas do sistema, este fará referências às informações armazenadas no banco de conhecimento e dará as conclusões ou resultados esperados.

No encadeamento regressivo (ou para trás), as hipóteses levam aos dados, ou seja, as regras da base de conhecimentos devem ser capazes de responder perguntas e confirmar tais hipóteses. Ao contrário do que ocorre no encadeamento progressivo, no encadeamento regressivo parte-se do resultado para se diagnosticar as causas que conduziram ao resultado propriamente dito.

As características apresentadas fazem do SE uma metodologia apropriada para o tratamento do problema abordado nesta tese. O item seguinte apresenta uma breve análise comparativa entre as metodologias de inteligência computacional, comumente utilizadas no sistema elétrico e em outras áreas de conhecimento.

### **3.2. Análise comparativa entre Sistemas Especialistas e as principais metodologias de inteligência computacional**

A escolha da ferramenta computacional mais adequada para o suporte à tomada de decisões deve considerar as vantagens e desvantagens das diversas metodologias de inteligência computacional existentes na literatura. Os Sistemas Especialistas (SEs), a Lógica Nebulosa (ou

Lógica *Fuzzy*), as Redes Neurais Artificiais (RNAs) e os Algoritmos Genéticos são as técnicas mais sugeridas na construção de sistemas de apoio à tomada de decisões, e suas principais características estão resumidas na Tabela 3-1. A Busca Tabu, os Algoritmos Genéticos e as Redes de Petri também são propostos, mas poucos trabalhos foram publicados empregando estas técnicas para o diagnóstico de faltas em sistemas de potência.

**Tabela 3-1 Resumo das principais características das técnicas de inteligência computacional comumente aplicadas na construção de sistemas de apoio à tomada de decisões.**

	<i>Sistemas Especialistas</i>	<i>Lógica Nebulosa</i>	<i>Redes Neurais</i>	<i>Algoritmos Genéticos</i>
<b>Resumo</b>	São programas que armazenam e manipulam o conhecimento adquirido de um especialista. Utiliza-se de regras de produção do tipo “Regra 1: IF... AND/OR ...; THEN... ELSE...”	Técnica inteligente que tem como objetivo modelar o modo aproximado de raciocínio, imitando a habilidade humana de tomar decisões em um ambiente de incerteza e imprecisão.	Modelo Computacional inspirado nos neurônios biológicos e na estrutura do cérebro, com capacidade de adquirir, armazenar e utilizar conhecimento experimental.	Algoritmo de busca / otimização inspirado na seleção natural e reprodução genética. Combina sobrevivência do mais apto e cruzamento aleatório de informação. Empregam um processo adaptativo e paralelo de busca de soluções em problemas complexos.
<b>Avaliação</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Requer entrevistas e observações para extrair o conhecimento.</li> <li>•Conhecimento é representado em formato manipulável pelo computador.</li> <li>•Adequada para aplicações em que: o conhecimento (o especialista) é acessível, as regras são conhecidas e fáceis de serem formuladas por este especialista, e quando explicações são necessárias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Apropriada para solucionar problemas nos quais o conhecimento requerido possui aspectos de subjetividade e de imprecisão.</li> <li>• Tem capacidade de explicar o resultado da análise apresentada para o problema.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Indicada para o reconhecimento de padrões em aplicações com dados ruidosos ou incompletos, e quando regras claras não podem ser facilmente formuladas.</li> <li>•O treinamento da rede neural é um aspecto que influencia diretamente na qualidade dos resultados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Aplicado em problemas complexos de otimização – de difícil modelagem matemática, com variedade de regras e condições, ou com grande número de soluções a considerar.</li> </ul>
<b>Vantagens</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Utiliza representação explícita do conhecimento</li> <li>•Programas fáceis de ler e de compreender</li> <li>•Capazes de gerar justificativas (explicações)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Facilidade de lidar com dados imprecisos.</li> <li>•Facilita a descrição das regras pelos especialistas.</li> <li>•Menor número de regras.</li> <li>•Explicação do raciocínio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Modelagem de sistemas não lineares</li> <li>•Tolerante a dados ruidosos e incompletos</li> <li>•Resposta rápida e precisa</li> <li>•Modelos compactos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Técnica de busca global</li> <li>•Otimização de problemas mal estruturados</li> <li>•Dispensa formulação matemática precisa do problema</li> </ul>
<b>Desvantagens</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ausência de mecanismo automático de aprendizado</li> <li>•Processo longo e caro de extração do conhecimento</li> <li>•Exigência de declarações precisas dos especialistas</li> <li>•A lógica booleana limita o conhecimento e o processamento de informações imprecisas e subjetivas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Especificação das funções de pertinência.</li> <li>•Necessidade de um especialista e/ou dados históricos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ausência de explicações</li> <li>•Sensível a quantidade de dados disponível</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Dificuldade na representação do cromossoma</li> <li>•Evolução demorada em alguns problemas</li> </ul>

Para o problema que será apresentado no Capítulo 4 desta Tese, os Sistemas Especialistas reúnem uma série de outras vantagens em relação às demais metodologias citadas, bem como outros pontos de atenção. Destacam-se as seguintes vantagens [LIBERATO, 2010], [AZEVEDO, 2001], [CARDOSO JR., 2004]:

- A experiência adquirida não se perde com o passar do tempo;

- Retenção do conhecimento;
- A redução de sobrecarga nos profissionais, por excesso de informações em contrapartida por decisões ágeis;
- Velocidade e precisão das análises tendem a permanecer constantes;
- Mais segurança e agilidade nas decisões operativas;
- Disponibilidade elevada;
- Reduz falhas humanas;
- Reduz custos e aumenta a produtividade;
- A descrição das regras pode ser feita de forma natural e intuitiva, não exigindo do especialista um esforço muito grande para representar o seu conhecimento;
- Podem auxiliar no treinamento de profissionais.

Pontos de atenção:

- A automação de atividades pode provocar insegurança aos trabalhadores;
- Perda do senso crítico dos profissionais que ora desempenhavam o papel do SE;
- Dependência excessiva de sistemas computacionais em atividades críticas.
- Na etapa de aquisição de conhecimento, há necessidade de disponibilidade de um especialista humano com interesse em colaborar e que tenha facilidade de comunicação com o engenheiro de conhecimento, que desenvolverá o SE;
- Situações cujas probabilidades de ocorrer sejam baixas podem não ser adequadamente modeladas. De fato, até mesmo um especialista pode não deter o conhecimento sobre todos os tipos de situações possíveis, sendo, portanto, difícil validar a base de conhecimento;
- Não apresentam bom desempenho quando a força bruta de busca não puder ser substituída por entendimento.

Estes aspectos podem ser contornados por meio de estratégias de migração lentas e responsáveis do sistema humano para o sistema máquina, bem como de rotinas de treinamento e de gestão de riscos corporativos. O conhecimento humano e as máquinas podem, naturalmente, coexistir no ambiente empresarial, mesmo naqueles segmentos que desempenham atividades críticas.

### 3.3. Estrutura do SE protótipo desenvolvido

Para atingir os objetivos apresentados no item 1.1, os requisitos que serão apresentados nos capítulos posteriores necessitam ser reproduzidos em um sistema computacional. Para tanto, foi desenvolvido um sistema protótipo de apoio e de execução do restabelecimento do sistema elétrico denominado PRECOND. O protótipo, que foi desenvolvido em linguagem de programação VBA, utiliza o Microsoft Access como plataforma de interação com o usuário e possui recursos que o permite acessar dados do sistema de geração e transmissão da Cemig, em tempo real, diretamente do EMS/SCADA do COS Cemig, chamado SSCD – Sistema de Supervisão e Controle Distribuído, o que é primordial para o propósito deste trabalho. Além disso, há uma interface dedicada para a gestão das condições (inclusão, alteração e exclusão). Uma vez em funcionamento, o protótipo varre, a cada 10 segundos, informações estratégicas do EMS para identificar alterações no estado de equipamentos, de forma a garantir que o operador tenha sempre informações confiáveis e atualizadas acerca das condições do sistema elétrico.

O planejamento do PRECOND levou em consideração as interações entre o sistema de autorrestabelecimento, os operadores, o EMS/SCADA e os procedimentos operativos. Estas interações revelam, na prática, um sistema computacional capaz de processar um conjunto definido de informações de entrada, entregando um conjunto definido e limitado de saídas que estão baseadas nas próprias entradas e também nas regras e conhecimentos armazenados em um repositório específico.

O SE criado para suportar o PRECOND possui cinco instâncias interdependentes, representadas na Figura 3-2.

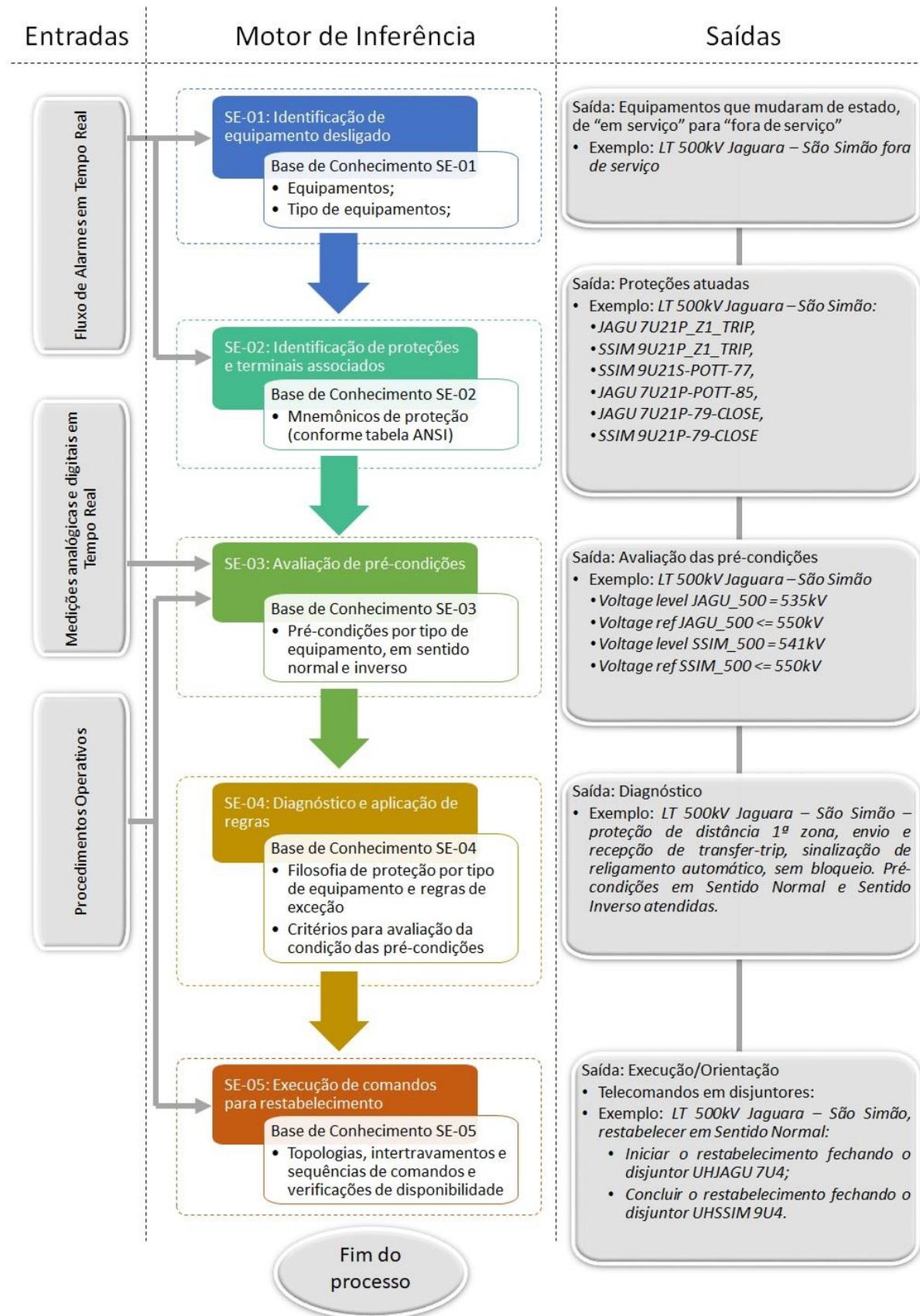
- SE-01: Responsável por identificar equipamentos que mudam de estado, se “em serviço” para “fora de serviço”. Utiliza como entrada o fluxo de alarmes do EMS/SCADA, fazendo com que todo o processo se inicie no momento em que o EMS/SCADA emite um alarme com o texto “equipamento ABC fora de serviço”. Para tanto, se faz necessário uma base de conhecimentos que contem a relação de equipamentos de interesse, classificados conforme a respectiva família.
- SE-02: Responsável por recuperar as sinalizações de proteção que motivaram o desarme do equipamento indicado pelo SE-01. As proteções são fundamentais para avaliar se o equipamento está disponível ou indisponível. O conhecimento requerido abrange toda

a filosofia de proteção de equipamentos de extra alta tensão, representada por códigos definidos pela Tabela ANSI [IEEE, 1996], bem como os padrões adotados na nomenclatura dos alarmes configurados no EMS/SCADA.

- SE-03: Verifica as grandezas e estado de equipamentos associados às condições definidas individualmente nos procedimentos operativos para cada equipamento. O conhecimento requerido está integralmente armazenado nas instruções de Preparação para Manobras [ONS, 2019].
- SE-04: Avalia as saídas dos módulos SE-02 e SE-03, concluindo se as proteções atuadas e as condições envolvidas são favoráveis para a continuação do restabelecimento.
- SE-05: Sendo favorável a saída do SE-04, este módulo define qual é a sequência adequada de fechamento de disjuntores. Deve respeitar a topologia de cada equipamento, bem como as políticas internas de cada agente de transmissão para execução de comandos. A saída deste módulo pode ser o conjunto de comandos diretamente para o EMS/SCADA, ou apenas um texto orientativo para o operador do centro de operação, para que ele próprio execute os comandos sob a coordenação do ONS.

A divisão do SE em cinco camadas distintas permite a extração de resultados parciais relevantes para a operação em tempo real, tais como diagnósticos e avaliações, além de facilitar a manutenção do sistema durante as etapas de desenvolvimento e depuração.

É importante ressaltar que a tomada de decisão baseada em telemedições de equipamentos do sistema de potência pode ser prejudicada pela qualidade destas telemedições. Por esta razão, uma eventual indicação de mudança de estado de equipamentos, ou quaisquer outras medições analógicas associadas, se estiverem acompanhadas da indicação de “erro grosseiro” proveniente do estimador de estados, deve ser tratada com o devido cuidado para que as decisões tomadas a partir da utilização do PRECOND não produzam efeitos indesejados.



**Figura 3-2** Estrutura representativa do PRECOND, com foco para as instâncias interdependentes baseadas em Sistemas Especialistas.

### **3.4. Considerações finais**

Tendo em vista as diversas metodologias de inteligência computacional existentes, os Sistemas Especialistas são vistos como métodos “sem capacidade de generalização” para situações não previstas nas bases de conhecimento. Embora isto possa ser considerado como desvantagem para determinadas aplicações, para o propósito desta tese este aspecto corrobora com a segurança do processo, no sentido de evitar que o sistema tome decisões que não estejam plenamente pautadas nas suas bases de conhecimento. Os métodos que admitem “margens de erro” poderiam promover inferências arriscadas, as quais não são recomendadas para um processo que é regulado e orientado por normas objetivas.

O capítulo seguinte apresentará os aspectos relevantes e os requisitos formais para implantação de um sistema computacional capaz de promover o autorrestabelecimento do sistema de transmissão após perturbações (simples ou múltiplas), suportados por uma estrutura baseada em Sistemas Especialistas.

## 4. AUTORRESTABELECIMENTO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O restabelecimento de equipamentos da Rede de Operação<sup>3</sup> após perturbações é uma atividade de tempo real que visa restabelecer a condição normal de operação do sistema de potência, com o atendimento pleno da carga. O planejamento das estratégias de restabelecimento dá origem aos procedimentos operativos de restabelecimento e recomposição, que devem ser irrestritamente seguidos pelos agentes responsáveis pela operação do sistema de potência.

Os operadores são responsáveis por garantir a correta execução dos procedimentos operativos após perturbações dentro de suas áreas de concessão. Neste processo, segurança e agilidade são aspectos fundamentais para minimizar os impactos socioeconômicos causados pelos blecautes.

No Brasil, a operação do sistema de geração e de transmissão é responsabilidade do ONS e dos agentes proprietários das instalações, que dividem dois papéis bastante distintos. O ONS concentra a responsabilidade pela coordenação, supervisão e controle na Rede de Operação, enquanto os agentes são responsáveis pelo comando e pela execução da operação. O modelo de operação brasileiro adota premissas comuns aos sistemas elétricos norte americano e europeu, no que se refere às estratégias de recomposição.

O processo de recomposição do sistema no Brasil é composto de duas fases: a fase fluente e a fase coordenada. A fase fluente ocorre de forma descentralizada, com ações dos operadores visando ao restabelecimento das cargas prioritárias dos agentes de distribuição e consumidores cujas instalações estejam conectadas à Rede Básica. A fase coordenada é destinada à interconexão de áreas e ao restabelecimento dos demais equipamentos, para o restabelecimento total das cargas. Ambas as fases são regidas pelas instruções de recomposição, que fazem parte do Manual de Procedimentos da Operação.

Perturbações mais simples, no entanto, fazem parte do dia a dia da operação. Nestes casos, as instruções de preparação para manobras definem questões tais como: condições de energização, de fechamento em anel (ou paralelo), sentido de energização, autonomia, e outros aspectos pertinentes aos equipamentos e ao sistema elétrico.

---

<sup>3</sup> Rede de Operação é a união da Rede Básica, da Rede Complementar e das usinas classificadas na modalidade de despacho centralizado.

Ressalta-se que, tanto nos processos de restabelecimento quanto de recomposição, os agentes de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres e o próprio ONS possuem protocolos que estabelecem os níveis de interação necessários para garantir a plena execução dos processos, com agilidade e segurança.

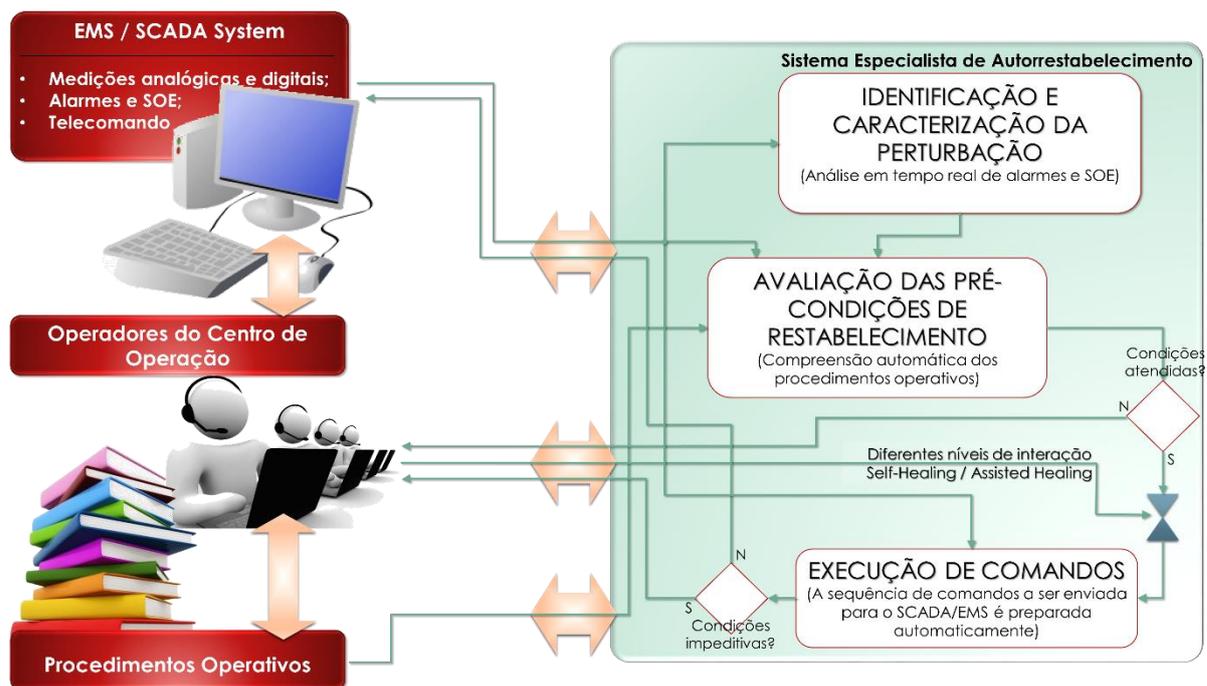
O conteúdo apresentado neste capítulo aborda os principais aspectos da execução automática do restabelecimento, em nível de centro de operação. Tendo em vista que o processo de restabelecimento é tradicionalmente desempenhado por operadores treinados e capacitados, a solução sob discussão deve ser capaz de reproduzir fielmente as ações, análises, verificações e decisões que os operadores tomam em tempo real, obedecendo todas as condições de contorno existentes.

O autorrestabelecimento do sistema de transmissão após perturbações pode ser considerado como um processo de automação no qual se interagem mutuamente quatro elementos distintos:

- EMS/SCADA: Sistema de Gerenciamento de Energia (*Energy Management System*) e Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados, (*Supervisory Control and Data Acquisition*) também chamados de *softwares* supervisórios, são sistemas que utilizam *software* para monitorar e supervisionar as variáveis e os dispositivos de sistemas de controle conectados através de controladores específicos. É a principal interface entre os operadores do centro de operação e as instalações operadas.
- Procedimentos Operativos de Restabelecimento e de Recomposição: conjunto de procedimentos e normativos da operação que estabelecem requisitos e condições que devem ser atendidos previamente à execução das manobras de restabelecimento. Visam preservar a integridade física de equipamentos e instalações, bem como a segurança operativa do sistema elétrico.
- Operador do Centro de Operação: profissional responsável pela operação em tempo real das instalações de geração, transmissão ou distribuição. É também responsável por garantir o cumprimento das instruções de operação. Ele executa remotamente manobras que visam restabelecer a continuidade do fornecimento da energia, e interage com o ONS visando o recebimento de coordenadas e o repasse de informações necessárias acerca da instalação sob sua responsabilidade.
- Sistema Especialista de Autorrestabelecimento: sistema computacional capaz de reproduzir as ações desempenhadas pelos operadores do centro de operação em favor do restabelecimento, utilizando informações de tempo real provenientes do

EMS/SCADA, obedecendo irrestritamente às diretrizes definidas nos procedimentos operativos de restabelecimento e de recomposição. Para a presente tese de Doutorado, PRECOND (abreviação de “precondição”) é o sistema computacional protótipo desenvolvido para identificar, diagnosticar e executar o restabelecimento de forma automática, dos equipamentos desligados. Para situações nas quais o restabelecimento exige ações que extrapolam as entradas e saídas utilizadas pelo sistema (ex. coordenação do ONS para o restabelecimento após perturbações múltiplas), ou quando alguma das precondições de restabelecimento não está atendida, o PRECOND assume a função de assistir e orientar o operador durante a execução do restabelecimento.

A Figura 4-1 retrata as interações existentes entre os quatro elementos anteriormente apresentados, enfatizando a sequência na qual estas interações ocorrem. Cada elemento/módulo desta figura será detalhadamente discutido nos itens seguintes.



**Figura 4-1 O Sistema de autorrestabelecimento e suas interações no Centro de Operação.**

Os elementos EMS/SCADA, Procedimentos Operativos de Restabelecimento e de Recomposição e Operadores do Centro de Operação coexistem em um Centro de Operação de Sistema, o qual atua em várias áreas absolutamente imprescindíveis para o bom desempenho sistêmico do SIN: controle de tensão; controle de geração; controle de cheias; gerenciamento da carga de energia; garantia da reserva de potência; controle de limites operativos; liberação

de equipamentos para intervenções; execução do restabelecimento após perturbações; etc. É ainda o local a partir do qual não apenas se enxerga a rede, mas também se executam remotamente, em tempo real, ações sobre todo o sistema elétrico sob a responsabilidade do agente. Este “privilégio” o torna um local com potencial considerável para se definir e implantar estratégias de autorrestabelecimento, tendo em vista as seguintes vantagens:

- Alcance em nível sistêmico, ou seja, a implantação pode se aplicar a toda a rede,
- Facilita a interação com o operador, quando necessário,
- A manutenção das bases de conhecimento é sistêmica e centralizada.

Como pontos de atenção, apresentam-se os seguintes:

- A utilização do sistema computacional requer comunicação remota sempre ativa entre as instalações e o centro de operação;
- A robustez da solução depende da qualidade das telemedições entregues pelas instalações.

Diante dos pontos de atenção apresentados, presume-se que as telemedições de estado de disjuntores, chaves, e equipamentos em geral, bem como as grandezas de potência, corrente e tensão, relativas ao equipamento que se deseja restabelecer, estejam atualizadas e íntegras; caso contrário, toda a execução do processo se torna inviável. Desta forma, o PRECOND deve estar apto para lidar com eventual telemedição em condição “não normal” recebida durante o processo de autorrestabelecimento. Entende-se por “não normal” a telemedição que, em dado momento, apresente:

- Perda de comunicação;
- Valor telemedido propositalmente sobreposto por um valor fixo, por parte do operador (situação que decorre da perda de comunicação com uma telemedição);
- Indicação de erro grosseiro por parte do estimador de estados.

Nestes casos, o processo deve ser abortado e o operador deve ser informado sobre tal condição, para que avalie e considere informações adicionais que o permitam prosseguir com o restabelecimento de forma manual.

É importante ressaltar que as entregas ou saídas do PRECOND dependem do tipo de equipamentos do sistema elétrico que se encontra desligado. Por exemplo, equipamentos de compensação reativa somente são religados quando há necessidade daquele recurso de controle

de tensão. Da mesma forma, unidades geradoras só são restabelecidas para garantir o atendimento à programação de geração (em caso de perturbações simples) ou para atender eventual déficit de geração regional em caso de perturbações múltiplas. Estas duas famílias de equipamentos também não possuem precondições de restabelecimento definidas em instruções de operação (aspecto que será detalhadamente abordado no item 4.2). Sendo assim, o PRECOND se limitará a identificar e caracterizar o desligamento destes equipamentos sob a ótica das proteções atuadas. Por outro lado, linhas de transmissão e transformadores são equipamentos planejados para estarem ligados de forma contínua, atendendo cargas e transferindo energia entre barramentos e subsistemas. Estes equipamentos possuem precondições estabelecidas nas instruções de operação e poderão ser automaticamente restabelecidos pelo PRECOND. A Tabela 4-1 resume a abrangência do PRECOND para cada tipo de equipamento da execução automática:

**Tabela 4-1 Abrangência do autorrestabelecimento.**

<b>Tipo de Equipamento</b>	<b>Atuação do PRECOND</b>
<b>Linhas de transmissão</b>	Identificação e caracterização da perturbação (4.1) + Avaliação das precondições (4.2) + Execução automática das manobras de restabelecimento (4.3)
<b>Transformadores</b>	Identificação e caracterização da perturbação (4.1) + Avaliação das precondições (4.2) + Execução automática das manobras de restabelecimento (4.3)
<b>Barramentos</b>	Identificação e caracterização da perturbação (4.1)
<b>Equipamentos de compensação reativa</b>	Identificação e caracterização da perturbação (4.1)
<b>Unidades geradoras</b>	Identificação e caracterização da perturbação (4.1)

Por fim, a concepção das bases de conhecimento que serão apresentadas nos itens seguintes, necessárias para que o sistema especialista possa desempenhar o papel esperado, deuse por meio da observação da rotina de trabalho e entrevistas com os operadores do centro de operação durante a execução de processos de restabelecimento, por diversos relatórios de análises de perturbação (atribuição característica do processo de Pós Operação), bem como da leitura de normativos técnicos pertinentes ao trabalho, dos quais se destacam o Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede [ONS, 2016] e as instruções operativas que compõem o Módulo 10, também dos Procedimentos de Rede [ONS, 2019].

## 4.1. Identificação e caracterização da perturbação

Conforme visto na Figura 4-1, a identificação e caracterização da perturbação é a primeira etapa do processo de autorrestabelecimento. Esta etapa consiste na realização de diagnósticos de perturbações em tempo real, cuja acurácia depende de sua estratégia de execução. Vislumbra-se o objetivo de compreender, através de sinalizações de atuação de proteção, as causas dos desarmes de equipamentos do sistema elétrico. Faz-se, portanto, necessário o estabelecimento de um fluxo de etapas através do qual o sistema seja capaz de transformar, automaticamente, dados oriundos do sistema SCADA em informações relevantes para o processo de autorrestabelecimento. A Figura 4-2 a seguir demonstra o macroprocesso desta etapa.

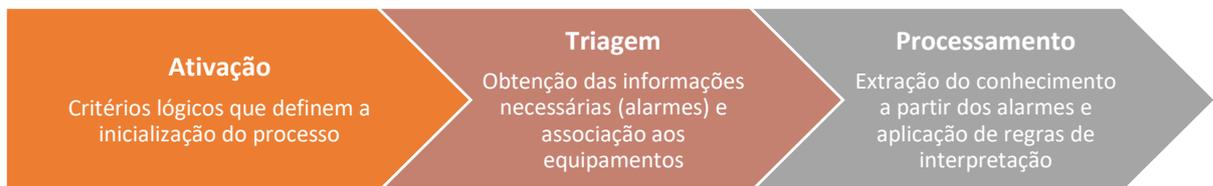


Figura 4-2 Macroprocesso representativo da etapa de identificação e caracterização da perturbação.

### 4.1.1. Ativação

No estado de observação, representado pela Figura 4-3, o sistema deve apenas permanecer vigilante às sinalizações que o demandem a iniciar um processo de análise. Pouco recurso computacional é requerido neste estado.

No estado de execução, o sistema assume a ordem de emitir um diagnóstico para o fato que motivou sua mudança de estado. Durante o processo de execução, a fim de garantir que novos desligamentos sejam também identificados e devidamente diagnosticados, o sistema não deixa o estado de observação.

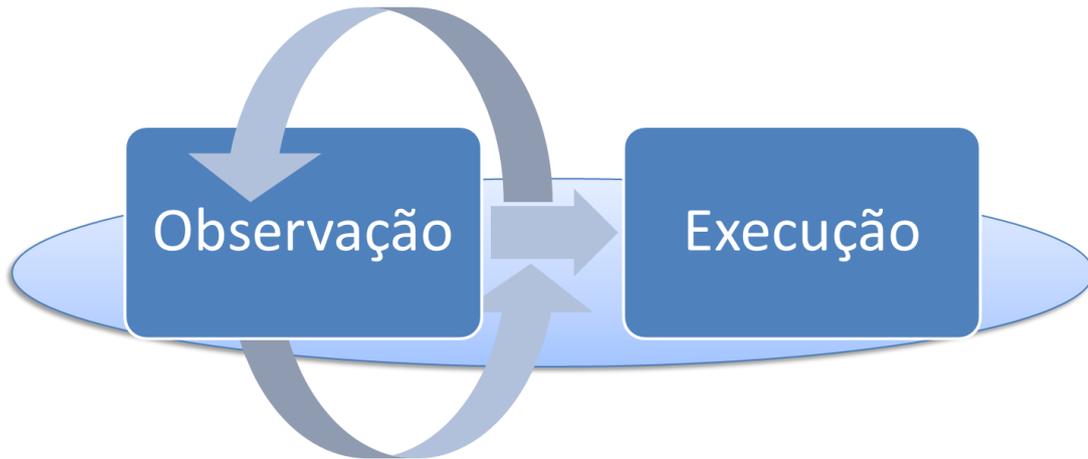


Figura 4-3 Estratégia de ativação do sistema de autorrestabelecimento.

#### 4.1.2. Critérios lógicos para a inicialização do processo de execução

A mudança do estado “Observação” para o estado “Execução” deve ser planejada visando à detecção automática das mudanças de estado operativo de equipamentos (da condição “em serviço” para a condição “fora de serviço”), de tal forma que uma determinada análise possa se iniciar sem ação do usuário.

As informações de mudanças de estado operativo de equipamentos são emitidas ao módulo de alarmes dos sistemas de supervisão e controle por algoritmos conhecidos como “configuradores/analísadores de redes”. Estes algoritmos baseiam-se no princípio da contiguidade (adjacência, vizinhança) entre elementos da rede elétrica, tendo a função de montar a topologia do sistema a partir dos dados de chaves seccionadoras e disjuntores recebidos do sistema de aquisição de dados, juntamente com parâmetros estáticos do sistema previamente armazenados na base de dados do EMS. O configurador gera alarmes quando ocorre mudança de estado de qualquer equipamento telesupervisionado.

Na medida em que a abertura de disjuntores e chaves provoca, a um determinado equipamento, a perda da contiguidade com o restante do sistema, o configurador de redes indica que este equipamento alterou seu estado, de “em serviço” para “fora de serviço”. Não é função do configurador de redes indicar se a mudança de estado operativo foi causada por atuação manual (intencional) ou por atuação de proteção (não intencional).

### 4.1.3. Janela temporal

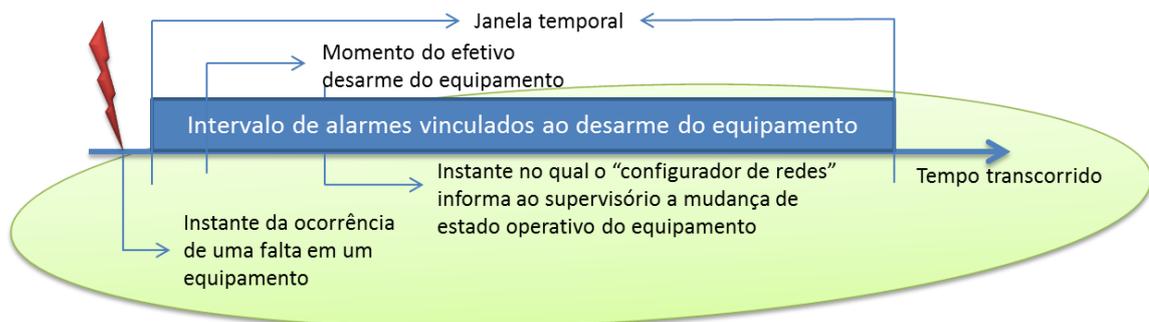
O conceito de “janela temporal” utilizado neste trabalho baseia-se na definição de um intervalo de tempo no qual se fazem contidas todas as sinalizações de proteção necessárias para o diagnóstico de uma perturbação.

Em aplicações desenvolvidas para uso em tempo real, é importante atentar-se para os tempos nos quais são reportadas e disponibilizadas as sinalizações de proteção que causaram um determinado desarme, bem como para o momento no qual a informação “equipamento fora de serviço” é indicada pelo configurador de redes. De forma geral, grande parte das proteções de interesse para a composição de um diagnóstico é apresentada antes do insumo proveniente do configurador de redes. Portanto, a definição do instante de início de uma janela temporal, capaz de garantir a totalidade de sinalizações de proteção, deve considerar momentos anteriores à mudança de estado do equipamento.

É natural que algumas sinalizações de proteção também sejam reportadas após o momento da informação de “equipamento fora de serviço”. Por isso, a definição do instante de término da janela temporal é outro requisito indispensável para a delimitação da quantidade de alarmes a serem considerados em um diagnóstico.

Uma importante premissa desta etapa é garantir que o sistema seja capaz de obter todas as sinalizações pertencentes a cada equipamento desligado, evitando que a perda de informações comprometa a compreensão de informações relevantes para o processo. A esta premissa cabe uma delimitação precisa das fronteiras elétricas dos equipamentos sob análise, assegurando-se que alarmes de outros equipamentos não interfiram no processamento indevidamente. A delimitação das fronteiras elétricas dos equipamentos será discutida no item 4.1.4 (Triagem).

A Figura 4-4 ilustra a lógica de delimitação de janela temporal, para análises iniciadas através de informação obtida no sistema de configuração de redes.



**Figura 4-4 Delimitação da Janela Temporal.**

Esta delimitação deve ser obtida através da concatenação dos diversos atrasos temporais inseridos no processo, desde o momento da atuação da proteção até a efetiva mudança de estado operativo dos equipamentos no sistema supervisorio. O término da janela temporal a ser estabelecido deve garantir que todos os alarmes vinculados a um desligamento sejam considerados na elaboração do diagnóstico. Os parâmetros temporais relacionados abaixo são detalhados nos itens seguintes:

- Limite inferior da Janela Temporal:
  - Atuação da Proteção;
  - Canal de telecomunicação;
  - Processamento do Configurador de Redes.
- Limite superior da Janela Temporal:
  - Automático, pré-definido ou manual.

Para a maioria das perturbações no sistema elétrico, o tempo transcorrido entre o instante da ocorrência de uma falta, e o efetivo desarme de um equipamento, está, em geral, na ordem de milésimos de segundo. Este tempo atribui-se à partida dos relés de proteção que, por sua vez, disparam comandos de *trip* aos disjuntores que interligam o equipamento ao restante do sistema. O ONS [2016] estabelece, dentre outros requisitos, os tempos máximos de eliminação de faltas em equipamentos, considerando os diversos arranjos de proteção existentes em linhas de transmissão, transformadores, barramentos, e etc. A Tabela 4-2 destaca estes requisitos.

**Tabela 4-2 Tempo máximo de eliminação de falta em equipamentos da Rede Básica<sup>4</sup>.**

<b>Equipamento</b>	<b>Tempo máximo para eliminação da falta</b>
Linha de Transmissão	100ms
Transformador	100ms
Reator	100ms
Barramento	100ms
Disjuntor (falha de disjuntor)	250ms
Banco de Capacitores (em derivação ou em série)	100ms

<sup>4</sup> Integram a Rede Básica do SIN as instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios: linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões.

Dada a ordem de grandeza dos tempos de atuação das proteções, entende-se que estes pequenos atrasos pouco influenciam na delimitação da janela temporal.

No instante do desarme de um equipamento do sistema elétrico, diversos pontos telemedidos são ativados em virtude da atuação dos relés de proteção, das mudanças de estado de disjuntores, das variações de grandezas do tipo analógicas, etc. Todos estes eventos são informados ao concentrador de dados da estação, que, por sua vez, transmite estes dados ao centro de operação.

O desempenho desta comunicação depende de inúmeros fatores, que compreendem desde a qualidade dos sistemas de aquisição de dados associados até a própria gravidade da perturbação, que pode ser suficientemente grande a ponto de comprometer o desempenho dos equipamentos de supervisão e controle (devido à necessidade de ser processada grande quantidade de informação, em curto intervalo de tempo), mesmo que estes possuam alta capacidade de processamento.

A avaliação do atraso imposto por este processo de comunicação pode ser bastante complexo. A fim de simplificar esta tarefa, sugere-se analisar os tempos de atraso verificados durante perturbações de médio e grande porte. Nesses casos, além de diversas estações serem envolvidas simultaneamente, a quantidade de alarmes em cada uma delas pode ser bastante significativa. Para exemplificar, tomou-se como referência a análise de uma perturbação de grande porte no sistema de transmissão da área Minas Gerais e Espírito Santo, ocorrida no dia 11/10/2011, a qual envolveu diversas estações da rede básica da Cemig GT. Nesta condição, verificaram-se atrasos na ordem de 3 a 20 segundos, em média, do momento exato da ocorrência até o instante da recepção das respectivas informações no SCADA.

O tempo gasto para o Configurador de Redes processar a mudança de estado operativo dos equipamentos do sistema elétrico, a partir da recepção da informação no SCADA, é outra variável cuja estimação tende a apresentar uma significativa complexidade.

O Configurador de Redes é um sistema cujo processamento concorre diretamente com outros processos críticos em execução no EMS. Em condições normais, o tempo gasto para se processar a mudança de estado operativo é pequeno, variando na ordem de 1 a 5 segundos. Este comportamento se alterou significativamente ao se analisar a mesma perturbação sistêmica, envolvendo as áreas Minas Gerais e Espírito Santo no dia 11/10/2011. Nesta condição, foram observados tempos na ordem de 10 a 40 segundos.

A definição da janela temporal deve, portanto, adaptar-se adequadamente aos diversos atrasos possíveis no processo de supervisão remota de equipamentos elétricos, do momento da ocorrência da falta até o efetivo processamento desta informação pelo sistema supervisor.

É importante destacar que o atual sistema de supervisão e controle do COS Cemig está em fase de substituição, tanto em níveis de *software* quanto de *hardware*. Isso implica que o tempo de processamento do configurador de redes tende a ser tanto menor quanto mais eficientes forem os novos sistemas e equipamentos a serem instalados.

Através dos levantamentos obtidos nos itens desta seção (considerando a condição crítica de uma perturbação de grande porte), torna-se possível assumir, de forma conservadora o suficiente para não se excluir eventual/acidentalmente uma sinalização de proteção de um equipamento, que o início da janela temporal inclua os 60 segundos anteriores<sup>5</sup> ao horário indicado pelo configurador de redes, para o equipamento na condição fora de serviço.

O limite superior da janela temporal pode ser definido através das seguintes formas:

- Automático: obtido através da mensagem “equipamento em serviço” emitida pelo configurador de redes, no momento do restabelecimento do equipamento;
- Pré-definido: valor fixo para cada tipo de equipamento;

A principal desvantagem de se utilizar, exclusivamente, a mensagem “equipamento em serviço” é que o tempo transcorrido até o efetivo restabelecimento do equipamento pode ser demasiadamente grande, sob o ponto de vista da quantidade de alarmes a ser considerada na janela temporal. Isto aumenta a probabilidade de serem inseridas sinalizações desnecessárias, que poderiam comprometer os resultados das etapas seguintes, até mesmo o diagnóstico final. Outro aspecto que inviabiliza o emprego desta técnica é a ocorrência de falta permanente em um equipamento, de tal modo que seu *status* “equipamento em serviço” poderia levar alguns dias e até alguns meses, dependendo da gravidade da falta.

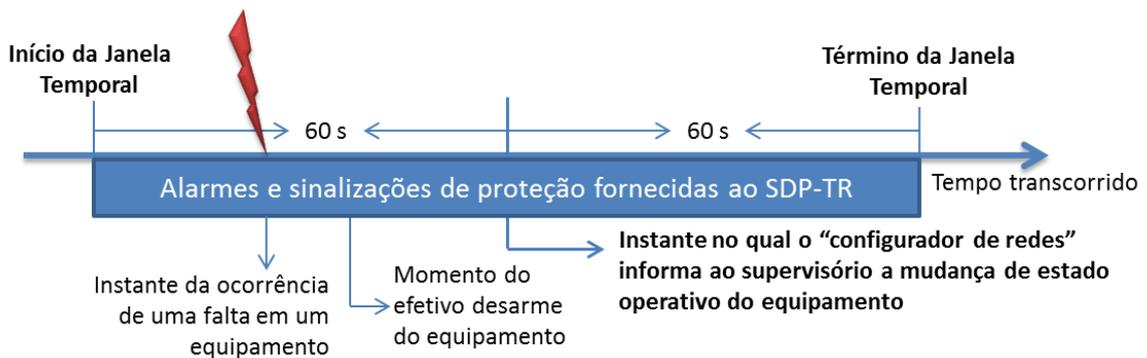
Uma maneira eficiente para contornar esse problema parte da aplicação de um limite temporal pré-determinado para marcar o término da janela temporal, simultaneamente ao uso da mensagem proveniente do configurador de redes. Ou seja, caso o configurador de redes não informe o término da janela temporal (em caso de falta permanente, por exemplo), o limite pré-determinado encerrará a janela temporal mesmo que o equipamento não tenha retornado em serviço.

Não há um critério analítico para subsidiar a definição deste parâmetro. Contudo, deve-se objetivar o menor tempo suficientemente capaz de garantir que nenhuma sinalização de proteção importante para o diagnóstico fique de fora da janela temporal. A experiência

---

<sup>5</sup> Valores superiores à referência apresentada aumentam desnecessariamente a amplitude da janela temporal. Isto favorece a inclusão de um volume de informações indesejadas para o diagnóstico.

adquirida com o uso do sistema protótipo sugere que uma janela temporal de 60 segundos (adotando como referência o horário indicado pelo configurador de redes para o equipamento na condição fora de serviço) é suficiente para agrupar todas as sinalizações de proteção necessárias para o processamento de um diagnóstico. A Figura 4-5 ilustra a amplitude do intervalo de alarmes e de sinalizações de proteção que será extraído do SCADA e processado pelo módulo de identificação e caracterização de perturbações do PRECOND, considerando os parâmetros de início e término sugeridos da janela temporal.



**Figura 4-5 Parametrização da Janela Temporal.**

#### 4.1.4. Triagem

Estabelecidos os critérios de inicialização do processo de análise, bem como a definição da janela temporal, têm-se dois parâmetros fundamentais para se processar a triagem de alarmes. O objetivo desta etapa é recuperar somente os alarmes que carreguem consigo informações relevantes acerca das proteções que causaram o desarme de equipamentos elétricos, descartando-se os demais alarmes contidos na janela temporal.

O processo de triagem requer informações adicionais (acerca da topologia do sistema) dos “equipamentos fora de serviço”, que deverão ser mapeadas através de uma estrutura de base de dados. O desenvolvimento desta etapa pressupõe a existência de padronização na nomenclatura dos equipamentos do sistema.

A primeira etapa da triagem consiste na exclusão de dados previamente definidos como desnecessários para o processo de diagnóstico. Neste momento é possível reduzir significativamente a quantidade de alarmes existente na janela temporal, melhorando o desempenho computacional das etapas subsequentes.

A triagem ocorre por meio de buscas por “palavra-chave” contidas nas mensagens de alarmes. Sendo assim, a seleção/exclusão de dados da primeira etapa da triagem consiste no estabelecimento das palavras-chave que se deseja recuperar a partir das mensagens de alarmes, conforme exemplifica a Tabela 4-3.

**Tabela 4-3 Palavras-chave utilizadas no critério de pré-filtragem de alarmes.**

Palavra-chave a recuperar	Exemplo	Significado
<b>Desarmado</b>	NEVES1 6P4-67N-P-TRIP <b>DESARMADO</b>	Trip através da função de proteção 67N-P, pertencente ao disjuntor 6P4 da subestação Neves 1: as funções de proteção dos relés geram mensagens com a palavra-chave “ <i>Desarmado</i> ”, juntamente com a própria função de proteção atuada.
<b>Bloqueia</b>	TAQU 4T86-1 BQDQ <b>BLOQUEIA AÇÃO LOCAL</b>	Bloqueio por ação local da função de proteção 4T86-1, pertencente ao transformador T4 da SE Taquaril: os relés de bloqueio de manobra (proteção impeditiva), após acionados por determinadas funções de proteção, geram mensagens com a palavra-chave “ <i>Bloqueia</i> ”.
<b>Aberto</b>	BDESP3 10U4 AF <b>ABERTO</b> <b>AÇÃO LOCAL</b>	Abertura por ação local (desarme) do disjuntor 10U4 da SE Bom Despacho 3: manobras de abertura de disjuntores e chaves seccionadoras geram mensagens com a palavra-chave “ <i>Aberto</i> ”.
<b>Fechado</b>	BAGU 9M4 AF <b>FECHADO</b> <b>TELECONTROLE</b>	Fechamento por telecontrole do disjuntor 9M4 da SE Baguari: manobras de fechamento de disjuntores e chaves seccionadoras geram mensagens com a palavra-chave “ <i>Fechado</i> ”.

No instante de uma perturbação, muitos relés de proteção são sensibilizados. De forma geral, a partida de muitos relés costuma favorecer o fenômeno “avalanche de alarmes”, já discutido nos capítulos anteriores. Esta variedade de dados costuma não agregar consistência à análise desejada. Portanto, um cuidado importante na pré-filtragem de alarmes é a separação dos alarmes que sinalizam a partida de relés de proteção dos alarmes que representam, de fato, a atuação de funções de proteção.

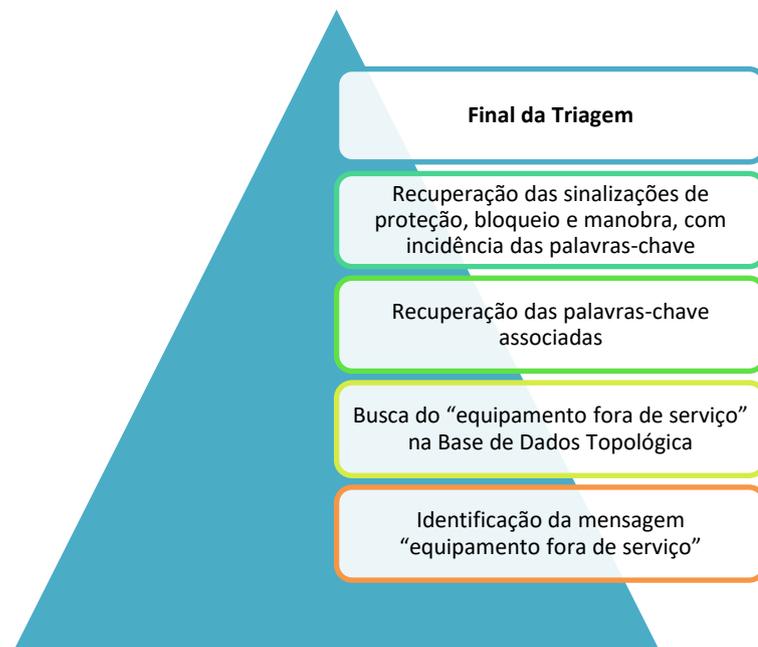
Todos os alarmes que não satisfazem os critérios determinados na Tabela 4-3 são descartados das etapas subsequentes.

A segunda etapa da triagem de dados consiste na obtenção dos alarmes e sinalizações de atuação de proteção vinculadas ao “equipamento fora de serviço”, apontados pelo configurador de redes. Necessita-se, portanto, definir quais são as palavras-chave, em níveis de topologia do sistema, às quais estarão relacionadas às funções de proteção, bloqueio e manobra, de cada equipamento do sistema. A Tabela 4-4 ilustra um exemplo contido neste mapeamento:

**Tabela 4-4 Mapeamento de palavras-chave vinculadas às sinalizações de proteção.**

<b>Equipamento:</b>		<b>SE Mesquita – T1 500/230-13,4 kV 400MVA</b>
<b>Tipo:</b>		Autotransformador
<b>Nomenclatura atribuída no sistema (configurador de redes) – critério de inicialização do processo de análise:</b>		MESQ T001
<b>Palavra-chave de Proteção:</b>		MESQ 1T
<b>Disjuntores associados:</b>	Palavras-chave referentes ao terminal de alta tensão:	MESQ 3U
		MESQ 6U
		MESQ 10U
	Palavras-chave referentes ao terminal de baixa tensão:	MESQ 20M
		MESQ 21M

O exemplo da Tabela 4-4 representa um único registro pertencente à base de dados topológica, representando um autotransformador. Cada equipamento do sistema elétrico deve ser previamente cadastrado nesta base de dados, de acordo com o exemplo apresentado. A estratégia de formação da base de dados garante que o sistema recupere todos os alarmes com incidência das palavras-chave “MESQ 1T, MESQ 3U, MESQ 6U, MESQ 10U, MESQ 20M e MESQ 21M” a partir do momento em que o configurador de redes indica o equipamento “MESQ T001” na condição “fora de serviço”. A Figura 4-6 representa a sequência de etapas da triagem de dados baseada na correspondência de informações da base topológica.

**Figura 4-6 Triagem de dados baseada na correspondência de informações da base topológica.**

Outros equipamentos, tais como linhas de transmissão, barramentos, geradores, etc., deverão ter conteúdo de base de dados semelhante ao exemplo da Tabela 4-4, variando tão somente a quantidade de palavras-chave de terminais e/ou proteções associadas. De modo geral, a estrutura da base de dados, para atender a todos os equipamentos do sistema elétrico compreendidos pelo módulo “identificação e caracterização da perturbação” do PRECOND, deve ser concebida conforme as dimensões dispostas na Tabela 4-5.

#### 4.1.5. Atribuição de variáveis

Para cada alarme obtido na etapa de triagem, o sistema deve recorrer a uma tabela que carregue consigo toda a gama de funções de proteção, conforme IEEE [1996], cujo conhecimento seja de interesse para a operação, de modo que as proteções atuadas possam ser devidamente atribuídas aos seus respectivos equipamentos. Ao final deste processo tem-se, para cada equipamento, a compilação de todas as proteções atuadas no intervalo da janela temporal.

**Tabela 4-5 Estrutura da base de dados topológica do módulo de identificação e caracterização da perturbação do PRECOND.**

Tipo	Crítérios para início de processamento	Quantidade de palavras-chave de proteção <sup>6</sup>	Quantidade máx. de terminais	Quantidade de disjuntores por terminal <sup>7</sup>
Banco de Capacitores	3	3	1	3
Barramentos <sup>8</sup>	3	3	20	2
Compensador Estático	3	3	1	2
Compensador Síncrono	3	3	1	2
Gerador	3	3	1	2
Linha de Transmissão	3	3	3 <sup>9</sup>	3
Reator	3	3	1	2
Transformador	3	3	3	3

A Tabela 4-6 relaciona o conjunto de palavras-chave que atribuirão à respectiva variável a condição “Verdadeira”, quando as mesmas estiverem presentes no texto do alarme analisado. A variável somente assume a condição “Verdadeira” quando garantidas, simultaneamente, a

<sup>6</sup> Dependente do nível de padronização das palavras-chave de proteção, para cada tipo de equipamento.

<sup>7</sup> Barramentos possuem 1 disjuntor para cada terminal (ou vão); Os demais equipamentos podem ter cada um de seus terminais interligados em arranjos de 1 a 3 disjuntores.

<sup>8</sup> Um barramento pode ter grande quantidade de disjuntores de saída de equipamentos. Caso o barramento seja dividido em seções (através de chaves seccionadoras), deverá ser mapeada cada seção de barra separadamente, mesmo que compartilhem o mesmo arranjo de proteção.

<sup>9</sup> Eventualmente, uma linha de transmissão pode ser concebida em arranjo de derivação, com 3 terminais.

incidência das palavras-chave mencionadas na coluna 2 (*Palavras-chave buscadas no alarme*) e a não incidência das palavras-chave mencionadas na coluna 3 (*Palavras-chave que não devem estar contidas no alarme*). Em ambas as colunas, a separação das palavras-chave por “vírgula” corresponde à aplicação do operador lógico “OU”, enquanto que a separação das mesmas por “espaço” corresponde à aplicação do operador lógico “E”. O nome das variáveis foi definido pelo próprio autor desta tese.

**Tabela 4-6 Regras para atribuição de variáveis de função de proteção.**

Variável atribuída <sup>10</sup>	Palavras-chaves buscadas no texto do alarme	Palavras-chave que não devem estar contidas no texto do alarme	Função de Proteção Associada
<b>PSOB12</b>	12, SOBREVELOC, PEND_SEG		Relé de Sobrevelocidade
<b>PD21</b>	21	Z1, Z2, Z3, Z4, Z5	Relé de Distância
<b>PD21Z1</b>	21 Z1		Relé de Distância Z1
<b>PD21Z2</b>	21 Z2		Relé de Distância Z2
<b>PD21Z3</b>	21 Z3		Relé de Distância Z3
<b>PD21Z4</b>	21 Z4		Relé de Distância Z4
<b>PD21Z5</b>	21 Z5		Relé de Distância Z5
<b>PTERM26</b>	26		Dispositivo Térmico de Equipamento
<b>PSUB27</b>	27		Relé de Subtensão
<b>PDIRP32</b>	32		Relé Direcional de Potência
<b>PSOBM38</b>	38		Sobretensão do Mancal Gerador
<b>PVIB39</b>	39		Vibração do Mancal
<b>PSUBE40</b>	40		Relé de Perda de Excitação
<b>PDESC46</b>	46		Relé de reversão /desbalanço de corrente
<b>PDEST47</b>	47		Relé de reversão /desbalanço de tensão
<b>PDISC48</b>	48, DISC.POLO		Discordância de Polos
<b>PTERM49</b>	49		Relé Térmico
<b>PSI50</b>	50	50N, 50BF, 50D	Sobrecorrente Instantâneo Fase
<b>PFD</b>	50BF, 62BF, 50 62 DISJ, 50D, FAL-DISJ, D.DISJ, BF-TRIP	RETRIP	Falha de Disjuntor
<b>PRETRIP</b>	(50BF, 50D) RETRIP		Abertura Retrip (FD)
<b>PSIN50</b>	50N		Sobrecorrente Instantâneo Neutro
<b>PST51</b>	51	51N, 51G, 51F	Sobrecorrente Temporizado Fase
<b>PSTN51</b>	51N		Sobrecorrente Temporizado Neutro
<b>PSTG51</b>	51G		Sobrecorrente Temporizado Terra
<b>PSOB59</b>	59	FALHA	Relé de Sobretensão
<b>PBCT60</b>	60		Relé de balanço de corrente ou tensão
<b>PDE61</b>	61		Proteção de fase dividida
<b>PG63</b>	63	63C, 63D, 63V, 63X	Relé de Pressão de Gás ( <i>buchholz</i> )

<sup>10</sup> As “variáveis atribuídas” são livremente criadas pelo especialista, e servem para estabelecer os conjuntos de regras de interpretação. Quanto mais regras, mais detalhado poderá ser o diagnóstico final. A nomenclatura das variáveis apresentadas recorre à abreviação da função de proteção (ex: **PDIRP32** – *Proteção DIREcional de Potência, função 32*).

Variável atribuída <sup>10</sup>	Palavras-chaves buscadas no texto do alarme	Palavras-chave que não devem estar contidas no texto do alarme	Função de Proteção Associada
PGC63	63C		Relé de Pressão de Gás do LTC
PGD63	63D, 63AR		Relé de Baixa Pressão de Disjuntor
PGV63	63V		Válvula de Alívio de Pressão
PDT64	64		Relé detector de terra
PFRV65	65 QP		Falha regulador de velocidade
PSD67	67	67N	Sobrecorrente Direcional Fase
PSDN67	67N		Sobrecorrente Direcional Neutro
POSC68	68		Bloqueio por Oscilação de Potência
PN71	71		Dispositivo de Detecção de Nível
PT77	77	77/85, FALHA	Transferência de Disparo
PTF7785	77/85 FALHA		Falha na Teleproteção
PSINC78	78		Proteção contra falta de sincronismo
PRA79	79, RA-TRIPOL	BLOQ, BLOCK	Relé de Religamento Automático
PCF80	80		Chave de Fluxo
PFREQ81	81, SUBFRE, SOBREFRE		Relé de Frequência (sub ou sobre)
PT85	85	77/85, FALHA	Recepção de Transferência de Disparo
PBL86	86		Relé Auxiliar de Bloqueio
PDIF87	87	87N, 87R, FALHA, FUSIVEL	Relé de Proteção Diferencial
PDIFN87	87N	FALHA, FUSIVEL	Relé de Proteção Diferencial de Neutro
PDIFR87	87R	FALHA, FUSIVEL	Relé de Proteção Diferencial Restritivo
PDESL94	94		Relé Auxiliar de Desligamento
PAZ	AZ		Fase Azul
PBR	BR		Fase Branca
PVM	VM		Fase Vermelha

A Tabela 4-7 lista uma sequência de alarmes relacionada a uma perturbação envolvendo o desligamento múltiplo do transformador T1 (MESQ 1T) 500/230 kV da SE Mesquita e do barramento B1 (MESQ 1BU) de 500 kV, exemplificando o funcionamento desta etapa de classificação e atribuição de variáveis.

Tem-se, para o exemplo colocado, que somente cinco dos alarmes apresentados atenderam aos critérios de atribuição de variáveis.

- Equipamento MESQ 1BU (barramento 500 kV SE Mesquita):
  - PBL86 (bloqueio).
- Equipamento MESQ 1T (autotransformador ATR T1 500/230 kV, SE Mesquita):
  - PG63 (relé de gás);
  - PGV63 (válvula de alívio);
  - PBL86 (bloqueio), incidido duas vezes.

A repetição de atribuição à variável PBL86, referente ao equipamento MESQ 1T, não influencia no resultado final. De fato, a repetição ocorreu porque existem dois relés de bloqueio para o transformador T1 da SE Mesquita (principal e suplementar).

**Tabela 4-7 Exemplo de atribuição de variáveis.**

Hora	Alarme	Equipamento relacionado	Variável atribuída
05:38:24,892	MESQ 1T63-TRIP ND desarmado ação local	MESQ 1T	PG63
05:38:24,921	MESQ 3U4 AF aberto ação local	MESQ 1T	
05:38:24,921	MESQ 6U4 AF aberto ação local	MESQ 1T	
05:38:24,921	MESQ 10U4 AF aberto ação local	MESQ 1T	
05:38:24,929	MESQ 21M4 AF aberto ação local	MESQ 1T	
05:38:24,929	MESQ 20M4 AF aberto ação local	MESQ 1T	
05:38:24,949	MESQ 1BU86_P BQDQ bloqueia ação local	MESQ 1BU	PBL86
05:38:24,983	MESQ 1T86_P BQDQ bloqueia ação local	MESQ 1T	PBL86
05:38:25,026	MESQ 1T86_S BQDQ bloqueia ação local	MESQ 1T	PBL86
05:38:25,030	MESQ 1T63V_TRIP ND desarmado ação local	MESQ 1T	PG63V
05:38:25,055	MESQ 20M4-OLEO-ESTAG1 ND desarmado ação local	MESQ 1T	
05:38:25,058	MESQ 3U4-OLEO-ESTAG1 ND desarmado ação local	MESQ 1T	

#### 4.1.6. Regras de agrupamento de variáveis

A montagem do conjunto de regras para a elaboração do diagnóstico final (descrição de funções de proteção operadas) deve ser suficiente para que o sistema de autorrestabelecimento tenha subsídios para decidir seguir adiante com as ações de restabelecimento, ou para abortar o processo caso as proteções apontem impedimento para o restabelecimento. Contudo, há também o propósito de informar e orientar os principais usuários do sistema, que são os operadores do centro de operação.

A fim de adotar ações mais assertivas após o desarme de um equipamento, os operadores procuram imediatamente obter indícios que justifiquem alguma das seguintes hipóteses para o desarme:

- O desarme ocorreu devido a um defeito interno ao equipamento;
- O desarme ocorreu devido a uma sobrecarga imposta ao equipamento;
- O desarme ocorreu devido à condição imposta pela topologia da rede (mais de um equipamento desarmado);
- O desarme ocorreu por atuação de proteção de retaguarda;
- O desarme foi indevido (*trip* acidental, manobra incorreta).

Portanto, para que os diagnósticos sejam claros e objetivos, deve-se primar pela elaboração de regras que favoreçam a confirmação de alguma das hipóteses colocadas. Além disso, cuidados adicionais devem ser adotados para garantir a qualidade e a integridade das regras. Em especial, a Tabela 4-8 traz as principais anomalias apresentadas na literatura [VALE, 1997].

Considerando que cada tipo de equipamento possui sua própria filosofia de proteção, o tratamento das sinalizações deverá ocorrer de forma particular para transformadores, linhas de transmissão, barramentos, etc. Sabe-se que transformadores são protegidos por arranjos de proteções intrínsecas (relés de gás, de nível, etc.) e de proteções elétricas (relé diferencial, sobrecorrente, etc.), linhas de transmissão dispõem de arranjos de proteções elétricas (relés de distância, de sobrecorrente, esquemas de teleproteção, religamento automático, etc.), e assim ocorre com todos os demais equipamentos do sistema elétrico. Portanto, devem ser especificadas quais variáveis e combinações serão empregadas para cada tipo de equipamento. O Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede [ONS, 2016] define os “*Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção, de Registro de Perturbações e de Teleproteção*”, referência que foi adotada no estabelecimento das regras de análise.

**Tabela 4-8 Anomalias em regras de classificação.**

<b>Tipo de Regra</b>	<b>Definição da Anomalia</b>
<b>Regras redundantes</b>	Uma regra é considerada redundante se o sistema apresentar o mesmo comportamento na ausência dessa regra.
<b>Regras contraditórias</b>	São regras que podem ser disparadas em condições semelhantes, mas produzem efeitos contraditórios.
<b>Regras Especializadas</b>	É uma situação particular de regras redundantes. Esta situação corresponde à existência de uma regra que trata de um caso particular, considerado numa outra regra mais geral (especialização).
<b>Regras circulares</b>	Uma regra é circular quando, direta ou indiretamente, faz referência a si mesma.
<b>Condições “if” desnecessárias</b>	Existência de uma condição para a qual existe o complemento em outra regra equivalente, tornando inútil a condição. Isso permite a remoção de uma das regras.
<b>Regras com conclusões não utilizadas</b>	Estas regras não permitem a continuação do raciocínio, visto que as suas conclusões não são utilizadas em outras regras.
<b>Regras em falta</b>	Esta anomalia está relacionada com os estados possíveis que não são contemplados por nenhuma regra.
<b>Regras não atingíveis</b>	Corresponde à situação de uma regra que nunca é utilizada.

Dentre as principais falhas que podem ocorrer em transformadores e reatores de potência, destacam-se os curtos-circuitos envolvendo os enrolamentos. Os curtos-circuitos resultam de defeitos de isolamento que, por sua vez, decorrem principalmente de sobretensões e sobreaquecimento. As sobrecargas repetitivas, permanentes ou temporárias, provocam envelhecimento precoce do material isolante dos enrolamentos, diminuindo seu tempo de vida útil.

Filosoficamente, a atuação de determinadas funções de proteção provoca a atuação da proteção de bloqueio. Pressupõe-se, pela atuação do bloqueio de um transformador (ou de um reator), que deve ser evitada uma manobra de restabelecimento sem antes submetê-lo a uma criteriosa inspeção, que pode ser visual (no local do equipamento), laboratorial (análise físico-química e cromatográfica do óleo isolante) e oscilográfica (através dos registradores de perturbações).

É importante que o sistema identifique tanto a ocorrência quanto a não ocorrência de bloqueio. Quanto aos conjuntos de proteção, o descritivo relacionado a cada uma das funções listadas na Tabela 4-9 deve ser direcionado à elaboração do diagnóstico. Caso não seja identificada a atuação de nenhuma função de proteção pertencente ao grupo de “proteções físicas”, esta informação também deve constar no diagnóstico. O mesmo vale quando não se identificar nenhuma atuação de “proteções elétricas”.

**Tabela 4-9 Regras de interpretação de proteções de transformadores e reatores.**

Descritivo	Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas
sobretensão	PTERM26, PTERM49	
sobrecorrente fase	PSI50, PST51	
sobrecorrente neutro	PSIN50, PSTN51	
sobrecorrente terra	PSTG51	
relé de gás	PG63	
relé de gás comutador	PGC63	
válvula de alívio de pressão	PGV63	
detetor.terra	PDT64	
nível óleo	PN71	
Bloqueio	PBL86	
sem bloqueio		PBL86
diferencial	PDIF87	
diferencial neutro	PDIFN87	
diferencial inrush/sobrecit.	PDIFR87	
sem sinalização prot. elétrica		PSI50, PST51, PSIN50, PSTG51, PSTN51, PDT64, PSD67, PSDN67, PDIF87, PDIFN87,
sem sinalização prot. física		PTERM26, PTERM49, PG63, PGC63, PGV63, PN71

Estatisticamente, a maioria das faltas em linhas de transmissão apresenta característica transitória. Esse fato sugere o uso de sistemas de religamento automático (função 79), que desempenham um papel fundamental para garantir alta disponibilidade para estes equipamentos. O esquema de proteção de linhas de transmissão deve garantir que todo defeito seja eliminado tão rapidamente quanto possível.

A implantação de esquemas de teleproteção (funções 77 e 85) visa aumentar a eficácia dos esquemas de proteção. Trata-se de esquemas de comunicação entre terminais de linhas de transmissão, que trocam informações sobre a existência de defeito na zona de interesse, utilizando-se de sistema de transmissão via ondas portadoras (*carrier*), rádio ou fibra óptica.

De forma análoga à filosofia de proteção de transformadores, as linhas de transmissão também sofrem a atuação de bloqueio quando da atuação de determinadas funções de proteção. Desta maneira, deve-se evidenciar a atuação (ou não atuação) de bloqueio, além das funções de religamento automático e de transferência de disparo (teleproteção). A Tabela 4-10 apresenta as regras de classificação utilizadas para a interpretação de proteções de linhas de transmissão.

**Tabela 4-10 Regras de interpretação de proteções de linhas de transmissão.**

Descritivo	Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas
prot.distância	PD21	PD21Z1 PD21Z2 PD21Z3 PD21Z4 PD21Z5
prot.distância Z1	PD21Z1	
prot.distância Z2	PD21Z2	
prot.distância Z3	PD21Z3	
prot.distância Z4	PD21Z4	
prot.distância Z5	PD21Z5	
relé.subtensão	PUB27	
sobrecorrente.fase	PSI50, PST51	
sobrecorr.neutro	PSIN50, PSTN51	
sobretensão	PSOB59	
direcional sobrecorr.	PSD67	
direcional sobrecorr.neutro	PSDN67	
bloqueio por oscil.potência	POSC68	
prot.contra perda de sincronismo	PSINC78	
indicação de falha teleproteção	PTF7785	
envio transfer trip	PT77	PT85
recepção transfer trip	PT85	PT77
envio/recepção de transfer trip	PT77, PT85	
sem sinalização de transfer trip		PT77 PT85
sinalização de relig.autom.	PRA79	
sem relig.autom.		PRA79
diferencial	PDIF87	
<b>BLOQUEIO</b>	PBL86	
sem bloqueio		PBL86
sem sinalização de prot.elétrica		PD21 PD21Z1 PD21Z2 PD21Z3 PD21Z4 PD21Z5 PSUB27 PSI50 PSIN50 PST51 PSTN51 PSOB59 PSD67 PSD67N POSC68 PSINC78

Devido à extensão característica das linhas de transmissão, a aplicação da proteção diferencial era até há pouco tempo inviável. Atualmente esta classe de proteção tem sido mais

amplamente empregada e de forma satisfatória, no entanto, ainda persistem as dificuldades de se manter uma comunicação suficientemente robusta entre terminais de linhas de maior extensão, para fins de comparação diferencial. A eficiência deste tipo de proteção (velocidade e precisão) tem motivado melhorias nos aspectos que as inviabilizavam.

No caso dos barramentos, curtos-circuitos podem ser causados por rompimento de isolamento, rompimento de conectores, falhas em equipamentos (TP, TC) ou aproximação indevida de objetos e animais.

Os relés utilizados para detecção de falhas em barramentos baseiam-se na 1ª lei de Kirchhoff, a saber: a soma das correntes entrando e saindo de uma barra, ou nó, deve ser igual a zero.

Os arranjos de proteção de barramentos de subestações, em geral, são constituídos de relés diferenciais, relés de subtensão e de sobretensão [ONS, 2016]. A atuação da proteção diferencial provoca atuação do bloqueio do barramento, pressupondo-se falha ou defeito interno ao barramento. A Tabela 4-11 apresenta as regras de classificação utilizadas para a interpretação de proteções de barramentos.

**Tabela 4-11 Regras de interpretação de proteções de barramentos.**

Descritivo	Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas
subtensão	PSUB27	
sobretensão	PSOB59	
<b>DIFERENCIAL de barra</b>	PDIF87, PDIFN, PDIFR	
<b>BLOQUEIO</b>	PBL86	
sem bloqueio		PBL86
sem atuação de proteção elétrica		PSUB27 PSOB59 PDIF87 PDIFN87 PDIFR87

Os bancos de capacitores utilizados na compensação de potência reativa (controle de tensão) dos sistemas de potência, em geral, possuem esquemas de proteção contra sobrecorrente (instantâneo/temporizado), proteções contra sobretensão/subtensão, ou ainda relés de detecção de “fuga à terra”. A Tabela 4-12 descreve as funções de proteção que devem ser consideradas para bancos de capacitores.

O conjunto de proteções de uma unidade geradora deve protegê-lo contra faltas internas e externas. As faltas externas, em geral, são atribuídas às repentinas variações de tensão, curto-circuito em linhas de transmissão, perda de carga, desequilíbrios, etc., enquanto as faltas internas se relacionam a curtos-circuitos nos enrolamentos do estator ou rotor (por perda de isolamento) ou falhas no sistema de excitação (perda de campo). As falhas podem ainda estar associadas a problemas mecânicos (vibração, sobrevelocidade, ressonância mecânica,

arrefecimento, etc.). A Tabela 4-13 relaciona as regras para descrição de desligamentos envolvendo unidades geradoras.

**Tabela 4-12 Regras de interpretação de proteções de bancos de capacitores**

Descritivo	Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas
subtensão	PSUB27	
sobrecorr.	PSI50, PST51	
sobrecorr.neutro	PSIN50, PSTN51	
sobretensão	PSOB59	
balanço.tensão.corr.	PBCT60	
detector.terra	PDT64	
<b>BLOQUEIO</b>	PBL86	
sem bloqueio		PBL86
sem atuação de proteção elétrica		PSUB27 PSI50 PSIN50 PST51 PSTN51 PSOB59 PBCT60 PDT64

**Tabela 4-13 Regras de interpretação de proteções de unidades geradoras.**

Descritivo	Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas
sub/sobre freq.veloc	PSOB12, PFREQ81	
sobreexcitação	PSOB24	
perda de sincronismo	PSINC25, PSINC78	
subtensão	PSUB27	
pot.reversa	PPR32	
sobretemp.	PTERM26, PSOBT49	PSOBM38,
vibração.mancal	PVIB39	
subexcitação	PSUBE40	
deseq.carga/seq.neg	PDES46	
sobrecorr.	PSI50, PST51	
sobrecorr.neutro	PSIN50, PSTN51	
sobretensão	PSOB59	
balanço.volt.corr.	PBCT60	
deseq.enrolamento	PDE61	
relé fuga.terra	PDT64	
falha.bomba.RV	PFRV65	
chave.fluxo	PCF80	
prot.diferencial	PDIF87, PDIFN87, PDIFR86	
<b>BLOQUEIO</b>	PBL86	
sem bloqueio		PBL86
relé aux.deslig.	PDESL94	
sem sinalização prot. elétrica		PSOB24, PSINC25, PSINC78, PSUB27, PPR32, PSUBE40, PDES46, PSI50, PSIN50, PST51, PSTN51, PSOB59, PBCT60, PDE61, PDT64, PFRV65, PCF80, PDIF87, PDIFN87, PDIFR87, PDESL94
sem sinalização prot. física		PSOB12, PFREQ81, PTERM26, PSOBM38, PSOBT49, PVIB39, PDESL94

As unidades geradoras estão sujeitas a uma maior variedade de falhas em relação aos demais equipamentos do sistema elétrico. Por isso, a necessidade de protegê-los contra essas possíveis condições anormais, e, ao mesmo tempo, manter a proteção simples e confiável, resulta em opiniões divergentes entre os especialistas em proteção. De fato, uma operação intempestiva pode ser tão grave quanto uma falha ou demora de atuação da proteção.

Alguns tipos de proteção geram somente sinalizações, sem necessariamente provocar o desarme da unidade geradora; outras, além de gerar a sinalização, disparam o sinal de *trip*.

Por tratar-se de máquinas rotativas, os compensadores síncronos possuem arranjos de proteção semelhantes aos de um gerador síncrono. A Tabela 4-14 descreve as funções de proteção que devem ser consideradas no sistema.

**Tabela 4-14 Regras de interpretação de proteções de compensadores síncronos.**

Descritivo	Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas
sub/sobre freq.veloc	PSOB12, PFREQ81	
sobretemp.	PSOBM38, PSOBT49	
vibração.mancal	PVIB39	
subexcitação	PSUBE40	
deseq.carga/seq.neg	PDESC46	
reversão/desbalanço de tensão	PDEST47	
sobrecorr.	PSI50, PST51	
sobrecorr.neutro	PSIN50, PSTN51	
sobretensão	PSOB59	
balanço.volt.corr.	PBCT60	
deseq.enrolamento	PDE61	
detector terra	PDT64	
prot.diferencial	PDIF87, PDIFN87	
<b>BLOQUEIO</b>	PBL86	
sem bloqueio		PBL86
sem sinalização prot. elétrica		PSUBE40, PDES46, PDEST47, PSI50, PSIN50, PST51, PSTN51, PSOB59, PBCT60, PDE61, PDT64, PDIF87, PDIFN87
sem sinalização prot. física		PSOB12, PFREQ81, PSOBM38, PSOBT49, PVIB39

Um compensador estático de reativos, ou SVC (*Static VAR Compensator*) geralmente é provido de um arranjo de proteção capaz de resguardar o conjunto composto pelo transformador abaixador, módulos de controle (tiristores), e elementos de compensação (capacitivos e indutivos). Dispõe de proteções para desequilíbrio de corrente ou tensão, e relés de bloqueio. A Tabela 4-15 descreve as funções de proteção que devem ser consideradas no sistema.

**Tabela 4-15 Regras de interpretação de proteções de compensadores estáticos de reativos.**

Descritivo	Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas
subtensão	PSUB27	
sobretensão	PSOB59	
sobrecorr.	PSI50, PST51	
sobrecorr.neutro	PSIN50, PSTN51	
detector terra	PDT64	
<b>BLOQUEIO</b>	PBL86	
sem bloqueio		PBL86
sem sinalização prot. elétrica		PSUB27, PSOB59, PSI50, PSIN50, PST51, PSTN51, PDT64

Os sistemas de proteção de disjuntores monitoram a capacidade de sua principal função: abrir e fechar circuitos, de forma rápida e sincronizada. As falhas nestes tipos de equipamento provocam consequências bastante graves, tendo em vista que ocorrem simultaneamente a distúrbios no sistema elétrico.

As regras para identificação da atuação de proteções relacionadas à falha de um disjuntor são aplicadas de forma independente às regras dos equipamentos listados nos itens anteriores, pelo fato de que os equipamentos do sistema elétrico, em sua grande maioria, são interligados uns aos outros por meio de disjuntores. Cabe neste conjunto de regras, portanto, a identificação de sinalizações que indiquem a incapacidade de manobra de abertura de um disjuntor, no momento em que o mesmo é requisitado para o isolamento de uma falta, bem como as sinalizações de atrasos na abertura dos pólos de um disjuntor (discordância de pólos).

O esquema de proteção contra falha de disjuntor, quando sensibilizado, envia um segundo sinal de abertura (*trip*) para o disjuntor cuja abertura fora solicitada, antes de promover a total abertura dos circuitos adjacentes. Esta função é conhecida como “RETRIP da função Falha de Disjuntor”, e também deve ser incluída nas regras de análise.

A Tabela 4-16 apresenta as funções de proteção que são analisadas nesta classe de regras.

**Tabela 4-16 Regras de interpretação de proteções de disjuntores.**

Descritivo	Variáveis Atribuídas	Variáveis não Atribuídas
discordância de polos (n.º disj)	PDISC48	
retrip (FD) (n.º disj)	PRETRIP	
falha do disjuntor (n.º disj)	PFD	
baixa pressão disj. (n.º disj)	PGD63	

## 4.2. Avaliação das precondições

O ONS é o responsável pela elaboração e disponibilização dos procedimentos operativos de restabelecimento e de recomposição aos agentes de operação. O Manual de Procedimentos da Operação disponibiliza, no momento de elaboração deste trabalho, aproximadamente sessenta documentos que disciplinam este processo nas diversas áreas elétricas e interligações entre áreas no Brasil. As Figura 4-7 e Figura 4-8 trazem trechos da *IO-RR.SE.5MG Recomposição da Área Emborcação* e da *IO-PM.SE.5MG Preparação para Manobras na Área 500/345 kV Minas Gerais* [ONS, 2019], exemplificando o caráter textual dos procedimentos operativos empregados no estabelecimento de equipamentos da Rede Básica. Além destes, outros trinta documentos definem as precondições a serem atendidas antes do restabelecimento de funções transmissão após desarmes simples ou múltiplos (exceto perturbação total).

O objetivo dos engenheiros e técnicos responsáveis pela elaboração destes documentos é fazê-los com máxima clareza e objetividade, de forma que possam ser facilmente lidos e compreendidos pelos operadores envolvidos no processo de restabelecimento e recomposição. Porém, devido ao grande volume de documentos, à constante expansão do sistema elétrico e à quantidade de pessoas envolvidas nesta atividade, percebe-se que o estilo da escrita e a padronização de termos se modificam gradativamente com o passar do tempo.

Para exemplificar esta constatação, tomou-se como referência a *IO-PM.SE.5MG – Preparação para Manobras na Área 500/345 kV Minas Gerais* [ONS, 2019] para avaliar os termos utilizados para a precondição que diz respeito à “tensão máxima admitida antes da energização” de um equipamento do sistema elétrico. Foram identificadas as seguintes expressões para descrever este mesmo requisito:

- “Tensão igual ou inferior a \_\_\_ kV”
- “Tensão menor ou igual a \_\_\_ kV”
- “Tensão de pré-energização < \_\_\_ kV”
- “Tensão de pré-energização menor ou igual a \_\_\_ kV”
- “Tensão de pré-energização igual ou inferior a \_\_\_ kV”
- “Tensão pré-manobra na subestação ABC < \_\_\_ kV”
- “Tensão na subestação ABC < \_\_\_ kV”
- “Tensão na barra XYZ menor ou igual a \_\_\_ kV”
- “Tensão máxima de pré-energização igual ou inferior a \_\_\_ kV”

PASSO	EXECUTOR	PROCEDIMENTO / AÇÃO	OBJETIVO / ITEM DE CONTROLE
1	UHE Emborcação	Sincronizar no mínimo 2 unidades geradoras (preferencialmente a UG1 e a UG2, energizando a barra 1 de 500 kV.	Tensão de geração menor ou igual a <b>16,0 kV</b> ; Retirar de serviço o PSS das unidades geradoras da usina de Emborcação; O controle da frequência durante toda a fase fluente será executado pela UHE Emborcação.
		Energizar um dos transformadores 500/138 kV T10 ou T7 completando o vão de 500 kV e energizando a barra 2 de 500 kV.	
		Normalizar, pelo lado de 138 kV, o transformador energizado (T10 ou T7) 500/138 kV, energizando o barramento de 138 kV.	Tensão menor ou igual a <b>138 kV</b> .
		Energizar o transformador T8 e/ou T9 138/13,8 kV de 15 MVA, para atendimento ao serviço auxiliar.	
		Energizar a LT 138 kV Emborcação / Amador Aguiar 2, energizando simultaneamente: <ul style="list-style-type: none"> <li>• LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Uberlândia 1;</li> <li>• LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Uberlândia 7;</li> <li>• LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Araguari 2, com terminal aberto em Araguari 2.</li> </ul>	Após preparação dos barramentos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• UHE Amador Aguiar 2;</li> <li>• SE Uberlândia 1;</li> <li>• SE Uberlândia 7;</li> <li>• SE Araguari 2.</li> </ul> Após a preparação de no mínimo de 6 bancos de capacitores de 3,6 Mvar, conectados (ou total equivalente) distribuídos nas SE Uberlândia 1 e SE Uberlândia 7. Esta energização promove o restabelecimento simultâneo de cargas nas SE Uberlândia 1 e SE Uberlândia 7.
		Energizar a LT 138 kV Emborcação / Monte Carmelo, enviando tensão para a SE Monte Carmelo, para restabelecimento das cargas na SE Monte Carmelo.	Após preparação do barramento da SE Monte Carmelo para tomada de carga.
		Energizar a LT 138 kV Emborcação / Araguari 2, enviando tensão para a SE Araguari 2, para restabelecimento das cargas na SE Araguari 2.	Após preparação do barramento da SE Araguari 2 para tomada de carga.
		Energizar a LT 138 kV Catalão / Emborcação, enviando tensão para a SE Catalão, para restabelecimento das cargas na SE Catalão.	Após preparação do barramento da SE Catalão para tomada de carga.

Figura 4-7 Trecho da instrução de operação de Reconposição da Área Emborcação - IO-RR.SE.EMB, exemplificando o caráter textual dos procedimentos operativos empregados na reconposição em fase fluente [ONS, 2019].

### 3.20.2.1. ENERGIZAÇÃO DA LT 345 KV BARREIRO 1 / PIMENTA NO SENTIDO NORMAL A PARTIR DA SE PIMENTA



Passo	Coordenação	Controle	Comando / Execução	Procedimentos	Item de Controle / Objetivo
1				<p>A energização no sentido normal desta LT e seu restabelecimento, quando de desligamento automático, será efetuada com autonomia/responsabilidade da Operação CEMIG, conforme IO específica da instalação.</p> <p>Para desligamentos programados/urgência ou quando alguma condição da IO específica da Instalação não estiver atendida, a energização desta LT será coordenada pelo COSR-SE, conforme procedimentos a seguir:</p>	
2	COSR-SE	COSR-SE	CEMIG	Ajustar a tensão no barramento de 345 kV da SE Pimenta utilizando principalmente os recursos de controle de tensão da UHE Jaguará.	Tensão de pré-energização dependente das configurações do Passo a seguir.
3	COSR-SE	COSR-SE	CEMIG	Energizar a LT 345 kV Barreiro 1 / Pimenta enviando tensão da SE Pimenta para a SE Barreiro 1.	<p>a) Tensão de pré-energização igual ou inferior a 349 kV com a LT 345 kV Furnas / Pimenta C1 e/ou C2 e uma das LTs 345 kV Jaguará / Pimenta em operação e interligadas entre si.</p> <p>b) Tensão de pré-energização igual ou inferior a 349 kV com apenas as LTs 345 kV Jaguará / Pimenta em operação e interligadas entre si.</p> <p>c) Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV com a LT 345 kV Furnas / Pimenta C1 e/ou C2, uma das LTs 345 kV Jaguará / Pimenta e outra LT de 345kV na SE Pimenta em operação e interligadas entre si.</p> <p>d) Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV com apenas a LT 345 kV Furnas / Pimenta C1 e/ou C2 em operação, devendo estar em operação a seguinte configuração mínima:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 4 unidades geradoras na UHE Luiz Carlos Barreto.</li> <li>• 6 unidades geradoras na UHE Mascarenhas de Moraes.</li> <li>• 4 unidades geradoras na UHE FURNAS.</li> <li>• 2 LTs 345 kV Adrianópolis / Itutinga.</li> </ul>
4	COSR-SE	COSR-SE	CEMIG	Fechar a LT 345 kV Barreiro 1 / Pimenta em anel na SE Barreiro 1.	

Figura 4-8 Trecho da instrução de operação de Preparação para Manobras na Área 500/345 kV Minas Gerais - IO-PM.SE.5MG, exemplificando o caráter textual dos procedimentos operativos empregados no estabelecimento de equipamentos da Rede Básica [ONS, 2019].

A variação de termos presente (que se estende para as demais instruções de operação), em geral, não compromete o entendimento por parte dos operadores. No entanto, torna-se um

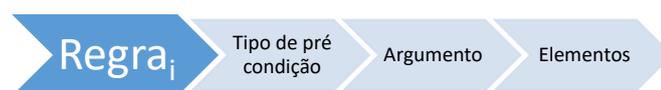
obstáculo para a implementação de um algoritmo capaz de interpretar automaticamente a instrução de operação, que é um passo imprescindível para o autorrestabelecimento.

A tradução manual dos procedimentos operativos de restabelecimento e de recomposição para uma linguagem computacional demandaria um esforço humano elevado e constante, tendo em vista que os procedimentos passam regularmente por revisão e atualização. A dependência de esforço humano para manter um algoritmo sempre atualizado às instruções de operação tornaria a solução pouco prática e com elevado potencial de erros.

O desenvolvimento de uma solução computacional para este propósito requer, antes de tudo, uma mudança substancial no processo de elaboração de procedimentos operativos, cujo propósito, tradicionalmente, sempre foi atender aos operadores.

#### 4.2.1. Montagem por blocos

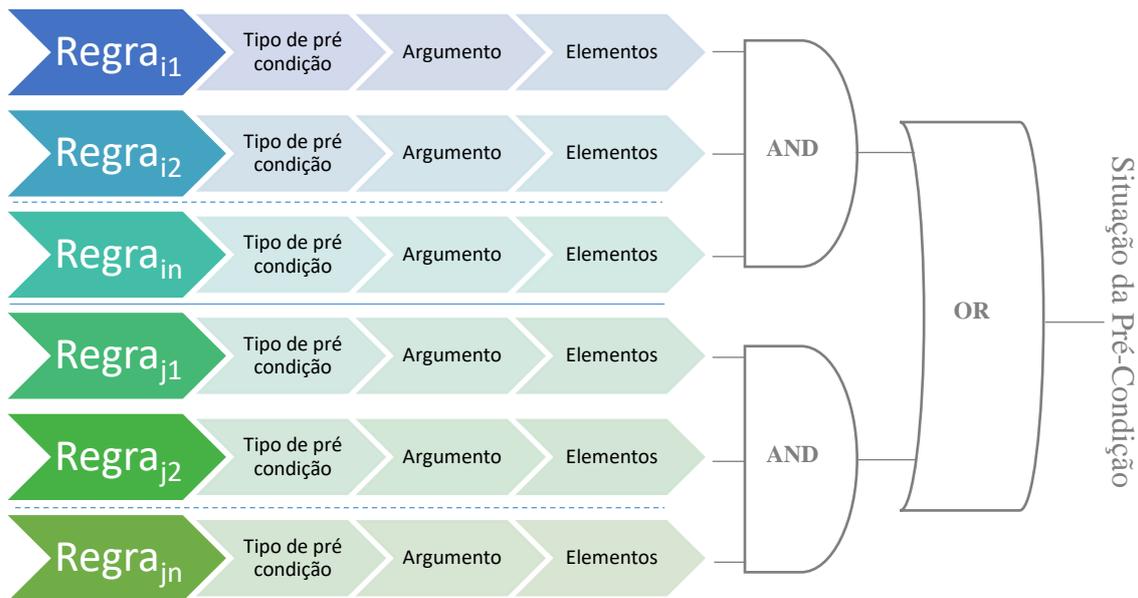
Considerando o problema exposto no item anterior, esta etapa estabelece um método padronizado para o gerenciamento das precondições de restabelecimento. Em vez de permitir ao redator do procedimento a liberdade para escrevê-las da forma tradicional, oferece-se um sistema computacional a partir do qual o procedimento passa a ser representado a partir de três blocos distintos, conforme apresentados na Figura 4-9: tipo de precondição, argumento e elementos, que serão detalhados nos itens subsequentes.



**Figura 4-9** Esquema representativo de montagem de precondições por blocos.

Normalmente as precondições para restabelecimento de um determinado equipamento do sistema elétrico não se resumem a uma única regra, mas sim a um conjunto de regras. É possível também que haja conjuntos alternativos de regras, para fins de flexibilidade no restabelecimento. Logo, a construção de precondições por blocos deve permitir o uso de lógica booleana para a construção dos conjuntos de precondições. A Figura 4-10 ilustra a construção de uma precondição, sugerindo a utilização dos operadores booleanos AND e OR. Desta forma é possível reproduzir através de regras quaisquer conjuntos de precondições presentes nas instruções de operação.

De forma geral, as instruções operativas de restabelecimento e de recomposição trazem um conjunto limitado de tipos de precondições, sejam para pré-energização ou para o fechamento em anel ou em paralelo. A Tabela 4-17 relaciona os tipos de precondições que, depois de associadas aos respectivos argumentos e elementos, geram uma regra de análise (equação ou inequação) capaz de buscar e processar todas as informações necessárias para se concluir sobre o atendimento a uma determinada precondição.



**Figura 4-10 Esquema representativo de montagem de precondições por blocos, combinando-os com operadores booleanos AND e OR.**

**Tabela 4-17 Tipos de precondição e objetivos**

Tipo de precondição	Objetivo
<b>Tensão máxima</b>	Valor máximo de tensão admitido antes da execução de manobra de restabelecimento.
<b>Tensão mínima</b>	Valor mínimo de tensão admitido antes da execução de manobra de restabelecimento.
<b>Equipamentos ligados</b>	Relação de equipamentos que devem estar ligados antes da execução de manobra de restabelecimento, normalmente vinculado a equipamentos de controle de tensão conectados ao terciário de transformadores de potência ou em derivação de linhas de transmissão.
<b>Equipamentos desligados</b>	Relação de equipamentos que devem estar desligados antes da execução de manobra de restabelecimento, normalmente vinculado a equipamentos de controle de tensão conectados ao terciário de transformadores de potência ou em derivação de linhas de transmissão.
<b>Posição do tape de transformador</b>	Posição requerida para o tape (derivação em carga) do transformador antes da execução da manobra de energização ou de restabelecimento.
<b>Abertura angular máxima</b>	Abertura ou defasagem angular máxima admitida antes da execução de manobra de restabelecimento de uma linha de transmissão, interligando dois barramentos.
<b>Topologia mínima</b>	Topologia mínima requerida antes da execução de manobra de restabelecimento.
<b>Carga maior que</b>	Requisito de carga mínima antes do restabelecimento de linhas de transmissão ou transformadores, que pode abranger do carregamento de um transformador até a carga de uma determinada região.
<b>Carga menor que</b>	Requisito de carga máxima antes do restabelecimento de linhas de transmissão ou transformadores, que pode abranger do carregamento de um transformador até a carga de uma determinada região.

Argumento é o valor associado ao tipo de condição. Quando as regras se referem a grandezas analógicas (ex. tensão máxima/mínima, abertura angular, carga mínima/máxima), o argumento assume um número inteiro que será o fator de referência da regra de análise. Por exemplo, se o procedimento operativo definir que a tensão máxima de pré-energização de uma linha de transmissão de 345 kV é 362 kV, o valor 362 é o argumento da regra.

Por outro lado, quando as regras se referem a estado de equipamentos (equipamentos ligados/desligados ou topologia mínima), atribui-se os valores 0 ou 1 para os estados desligado e ligado respectivamente. Desta forma, por exemplo, quando a condição estabelece uma topologia mínima do tipo “Existirem pelo menos três unidades geradoras ligadas em uma usina que possui um total de seis unidades geradoras”, basta “somar” o estado dos equipamentos para atingir o resultado esperado. Neste exemplo, o argumento é o número três.

Tratando-se dos Elementos da regra, quando a regra se refere a uma determinada grandeza analógica, um único elemento estará associado. Por exemplo, se a regra é “tensão máxima de pré-energização igual a 362 kV no barramento de 345 kV da SE Neves 1”, o elemento desta regra é a medição de tensão do barramento de 345 kV da SE Neves 1.

Em outro exemplo, caso a regra fosse “carregamento máximo inferior a 500 MW na transformação 345/230 kV da SE Taquaril”, os elementos seriam as medições de potência ativa dos transformadores que compõem a transformação de 345/230 kV da SE Taquaril, somadas.

Por fim, considerando regras que se referem ao estado de equipamentos, os elementos associados são os pontos de supervisão de estado provenientes do configurador de redes, subsistema do EMS cuja função é definir o estado (em serviço / fora de serviço) dos equipamentos em tempo real.

#### **4.2.2. Exemplos de regras**

São apresentados a seguir exemplos da aplicação do método proposto a partir de trechos reais extraídos das instruções de preparação para manobras do ONS, junto das respectivas funções de análise. As funções auxiliares ANL e EST servem, respectivamente, para obter o valor analógico e o estado dos equipamentos desejados, a partir do EMS.

- Tensão máxima: Requisito para energização da LT 345 kV Barreiro 1 / Neves 1: “A tensão de pré-energização deve ser igual ou inferior a 362 kV na SE Neves 1”.

Regra:

$$\text{ANL}(\text{tensão\_NEVES1\_KV}) \leq 362$$

- Tensão mínima: Requisito para energização da LT 345 kV Neves 1 /Sete Lagoas 4: “A tensão de pré-energização deve ser igual ou superior a 337 kV na SE Sete Lagoas 4”.

Regra:

$$\text{ANL}(\text{tensão\_SLAG4\_KV}) \geq 337$$

- Equipamentos ligados: Requisito para energização da LT 500 kV Jaguará / São Simão: “Reatores da LT em operação”.

Regra:

$$\text{EST}(\text{SSIM\_REAT\_S9}) + \text{EST}(\text{JAGU\_REAT\_S7}) = 2$$

- Equipamentos desligados: Requisito para energização do autotransformador ATR T1 500/345 kV – 400 MVA da SE Neves 1: “Os reatores do terciário do autotransformador deverão estar desligados”.

Regra:

$$\text{EST}(\text{NEVES1\_REAT\_S20}) + \text{EST}(\text{NEVES1\_REAT\_S21}) = 0$$

- Posição do tape de transformador: Requisito para energização do autotransformador ATR T5 345/138 kV – 375 MVA da SE Barreiro 1:

- “Estando o ATR T6 345/138 kV – 375 MVA da SE Barreiro 1 ligado, o ATR T5 deverá ser energizado no mesmo tape do ATR T6”.
- “Estando o ATR T6 345/138 kV – 375 MVA da SE Barreiro 1 desligado, o ATR T5 deverá ser energizado no tape 17”.

Regras:

$$\begin{aligned} (\text{EST}(\text{BARR1\_T6}) = 1 \text{ e } \text{ANL}(\text{BARR1\_T5\_PTAP}) \\ = \text{ANL}(\text{BARR1\_T6\_PTAP})) \text{ ou } (\text{EST}(\text{BARR1\_T6}) \\ = 0 \text{ e } \text{ANL}(\text{BARR1\_T5\_PTAP}) = 17) \end{aligned}$$

- Em serviço, pelo menos: Requisito para energização da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril: “*Pelo menos uma LT de 345 kV em operação na SE Taquaril*”.

Regra:

$$\text{EST}(\text{LT\_NEVES1\_TAQU}) + \text{EST}(\text{LT\_BARR1\_TAQU}) + \text{EST}(\text{LT\_PIME\_TAQU}) \\ + \text{EST}(\text{LT\_NLIMA6\_TAQU}) \geq 1$$

- Carga maior que: Requisito para energização da LT 345 kV São Gotardo 2 / Três Marias: “*No mínimo 50MW de carga no barramento de 138 kV da UHE Três Marias*”.

Regra:

$$\text{ANL}(\text{CORIN1\_UHTMAR\_K1\_MW}) + \text{ANL}(\text{CORIN1\_UHTMAR\_K2\_MW}) \\ + \text{ANL}(\text{CMMTMA\_UHTMAR\_K\_MW}) \\ + \text{ANL}(\text{BURITI\_UHTMAR\_K\_MW}) + \text{ANL}(\text{UHTMAR\_VPAL1\_K\_MW}) \\ + \text{ANL}(\text{JPIN\_UHTMAR\_K\_MW}) + \text{ANL}(\text{UHTMAR\_T014P\_MW}) \geq 50$$

- Carga menor que: Requisito para fechamento em anel da LT 500 kV Neves 1 / Vespasiano 2: “*Carga da região Leste de Minas Gerais inferior a 1050 MW*”.

Regra:

$$\text{ANL}(\text{REQ}_{\text{LESTEMGMW}}) \leq 1050$$

- Abertura angular máxima: Requisito para energização da LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gotardo 2 C1 ou C2: “*Defasagem angular < 40°*”.

Regra:

$$|\text{ANL}(\text{BDESP3\_DEG}^\circ) - \text{ANL}(\text{SGOT2\_DEG}^\circ)| \leq 40$$

Em resumo, a etapa de verificação de precondições tem o papel de permitir a consecução do processo de autorrestabelecimento. As informações relacionadas ao tipo de proteção atuada nos equipamentos que se desligaram em decorrência de uma perturbação, bem como a situação de suas precondições de restabelecimento poderão, eventualmente, indicar circunstâncias impeditivas para a continuidade do restabelecimento. Nestes casos, o processo deve ser abortado e o operador devidamente informado. Caso os resultados das etapas 0 e 4.2 indiquem condições favoráveis para a continuidade do restabelecimento, parte-se então para a etapa de execução automática das manobras de restabelecimento, que será detalhada na sequência.

### **4.3. Execução automática das manobras de restabelecimento**

A etapa que se inicia após a avaliação das condições é a execução dos comandos necessários para energizar e restabelecer os equipamentos desligados em decorrência de uma perturbação.

Embora esta etapa pareça simples, dado que o processo de restabelecimento é considerado concluído após a confirmação de fechamento de alguns disjuntores, há uma série de itens a serem previamente verificados para garantir a eficácia do autorrestabelecimento, evitando falhas e possíveis problemas sistêmicos. Estes itens serão detalhados a seguir.

#### **4.3.1. Autonomia e coordenação do ONS**

As instruções de Preparação para Manobras e de Recomposição (a exemplo da IO-PM.SE.5MG Preparação para Manobras na Área 500/345 kV Minas Gerais e IO-PM.SE.5MG Preparação para Manobras na Área 500/345 kV Minas Gerais [ONS, 2019]) informam o nível de autonomia que o agente detém no restabelecimento após perturbações para cada equipamento da Rede Básica. Quando não é dada autonomia ao agente, a execução das manobras deve ser precedida da autorização do ONS (mais especificamente, do Centro Regional de Operação ao qual o agente está operativamente subordinado), o que implica uma etapa de confirmação para que a estratégia de autorrestabelecimento possa prosseguir. Os trechos a seguir, obtidos a partir da referência [ONS, 2019], retratam aspectos gerais da autonomia dos agentes:

*“O restabelecimento de linhas de transmissão em sentido normal, após desligamento automático, pode ser realizado com autonomia da operação da instalação, desde que explicitado nas Instruções de Operação de Instalações.*

*O restabelecimento de linhas de transmissão em sentido inverso, após desligamento automático, pode ser realizado com autonomia da operação da instalação, desde que explicitado nas Instruções de Operação de Instalações e tenha seus terminais operados pelo mesmo agente.*

*O restabelecimento de transformadores, por ambos os terminais, pode ser realizado com autonomia pela operação da instalação, desde que explicitadas nas Instruções de Operação de Instalações.*

*O restabelecimento de linhas de transmissão ou transformadores, após abertura de apenas uns dos terminais, pode ser realizado com autonomia pela operação da instalação, desde que explicitadas nas Instruções de Operação de Instalações.*

*É dispensada a autorização para energização de linhas de transmissão e equipamentos sistêmicos quando a operação da instalação tem autonomia para restabelecimento prevista nas Instruções de Operação de Instalação”.*

O agente de transmissão também pode não possuir autonomia no restabelecimento quando o equipamento a ser restabelecido está na fronteira com outro agente de geração, transmissão, distribuição ou consumidor livre. Nestes casos, a execução do restabelecimento deve ser precedida de contato com o outro agente para avaliar se as condições de segurança para o restabelecimento estão favoráveis.

Verifica-se na Figura 4-1 a forma na qual o sistema considera a necessidade de interação com o ONS ou com outros agentes, a qual está posicionada após a verificação de “condições atendidas” e antes da etapa de “Execução de Comandos”. Existem três tipos de interação teoricamente válidos:

- **Autonomia Plena:** o sistema computacional identifica automaticamente a perturbação, analisa a situação das precondições e, se favorável, envia os telecomandos de fechamento de disjuntor necessários para restabelecer o equipamento desligado, sem qualquer tipo de interação com o operador. Este é o modelo mais próximo do conceito *Self-Healing*;
- **Autonomia Assistida:** o sistema computacional identifica automaticamente a perturbação, analisa a situação das precondições e informa o resultado da análise ao operador, o qual poderá optar por permitir ao sistema a continuação do processo (envio dos telecomandos de fechamento de disjuntor necessários para restabelecer o equipamento desligado). Este é o modelo mais próximo do conceito *Assisted-Healing*;
- **Sem autonomia:** o sistema computacional se limita a identificar automaticamente a perturbação, analisar a situação das precondições e informar o resultado da análise ao operador. Não obstante, o sistema orienta a sequência mais adequada de disjuntores a serem fechados para restabelecer o equipamento. Este o modelo pode também ser considerado como *Assisted-Healing*, porém, é notoriamente mais limitado do que o anterior.

Ressalta-se que, para a presente tese, a opção “Autonomia Plena” funciona somente no caso de desarmes simples de equipamentos (um único equipamento desligado por vez), dado que o sistema não foi planejado para orientar a sequência de restabelecimento em caso de desarmes múltiplos.

Entende-se que a opção “Autonomia Assistida” é a mais adequada e aderente ao modelo de operação do SIN, dado que ela automatiza o restabelecimento, resguarda a necessidade de interação com o ONS e outros agentes, e permite ao operador definir a sequência de restabelecimento em caso de desarmes múltiplos.

### **4.3.2. Sentido de energização**

A instrução de Preparação para Manobras mencionada no item anterior [ONS, 2019] também define, para cada equipamento, o sentido normal (ou preferencial) de energização e o sentido inverso (ou alternativo), quando permitido. Esta permissão é estabelecida a partir de estudos elétricos que levam em consideração características do próprio equipamento (limites operativos e tensões máximas admissíveis) e das adjacências sistêmicas que, eventualmente, podem impor algum tipo de restrição.

As verificações necessárias para garantir que a execução do restabelecimento ocorra mediante condições satisfatórias (em sentido normal ou inverso, de pré-energização ou de fechamento em anel) estão detalhadas no item 4.2, os quais devem ser irrestritamente observados e obedecidos.

Nas situações em que ocorre o desarme tão somente de um dos terminais do equipamento, ou quando a atuação do esquema de religamento automático resulte no restabelecimento parcial da linha de transmissão, a estratégia de autorrestabelecimento deve checar o estado de cada disjuntor envolvido e das telemidições de tensão dos barramentos antes de tomar qualquer decisão. O fato de uma linha de transmissão ou um transformador estar energizado somente por um de seus terminais, independente de qual for este terminal, traz a necessidade de se verificar se a continuação do restabelecimento (fechamento do outro terminal) é viável, ou seja, está amparada pelos procedimentos operativos vigentes.

### **4.3.3. Sinalização de execução de serviços**

Os EMS/SCADA possuem, em geral, funcionalidades para indicar aos operadores, visualmente, equipamentos que estejam submetidos à atuação de equipes de manutenção, estando energizados ou não. Esta gestão é feita pelos próprios operadores do centro de operação, e tem como objetivo evitar que uma manobra eventualmente realizada pelo centro de operação

em um equipamento sob intervenção possa pôr em risco a segurança das equipes de campo envolvidas. Portanto, caso se desligue um equipamento que esteja sob intervenção de equipes de campo, o PRECOND não pode executar nenhuma manobra de restabelecimento, devendo ainda lembrar ao operador do centro de operação a situação em questão, para que este entre em contato com os devidos responsáveis antes de prosseguir com o restabelecimento de forma manual e com segurança.

#### **4.3.4. Considerações quanto à topologia de subestações de transmissão**

A topologia da subestação é um dos fatores que exercem influência na tomada de decisão para o restabelecimento. As vantagens e desvantagens dos arranjos tradicionais de barramentos de subestações de extra alta tensão são abordados por Giles [1970] e Anderson [1999], porém, independentemente do tipo de arranjo da subestação, o PRECOND deve estar preparado para executar adequadamente cada etapa do processo de restabelecimento, da mesma forma como faz um operador treinado e certificado. A Figura 4-11 traz o exemplo da SE Jaguará, 345 e 500kV, na qual ocorrem alguns dos arranjos que serão discutidos a seguir:

- Equipamento cuja conexão ao barramento se faz por 2 (dois) disjuntores – válido para arranjos de barra dupla (disjuntor e meio ou duplo disjuntor) e barra em anel: deve-se estabelecer previamente qual é o disjuntor preferencial e qual é o disjuntor alternativo para a realização da manobra de energização (ou de colocação de carga). O disjuntor alternativo passa a ser o primeiro a ser manobrado caso o disjuntor preferencial esteja indisponível.
- Equipamento cuja conexão ao barramento se faz por 1 (um) disjuntor, mas conta com disjuntor de transferência – válido para arranjos de barra simples ou de dupla barra, com disjuntor de transferência: a existência de um único disjuntor exige a necessidade do tratamento dado para terminais com dois disjuntores. O cuidado a ser adotado está relacionado ao momento em que se está utilizando o disjuntor de transferência para a conexão do equipamento.
- Equipamento cuja conexão ao barramento se faz por 1 (um) disjuntor, sem disjuntor de transferência – válido para arranjos de barra simples. Este arranjo é pouco comum na Rede Básica, ficando praticamente restrito aos arranjos de tensão igual ou inferior a 138kV, para o secundário de transformadores de potência. Da mesma forma análoga ao

contexto anterior, a existência de um único disjuntor exige a necessidade do tratamento dado para terminais com dois disjuntores ou para terminais que dispõem de disjuntor de transferência.

- Equipamento cuja conexão ao barramento se faz sem disjuntor: Arranjos em que um equipamento é conectado diretamente ao barramento, sem disjuntor, também são pouco comuns na Rede Básica.

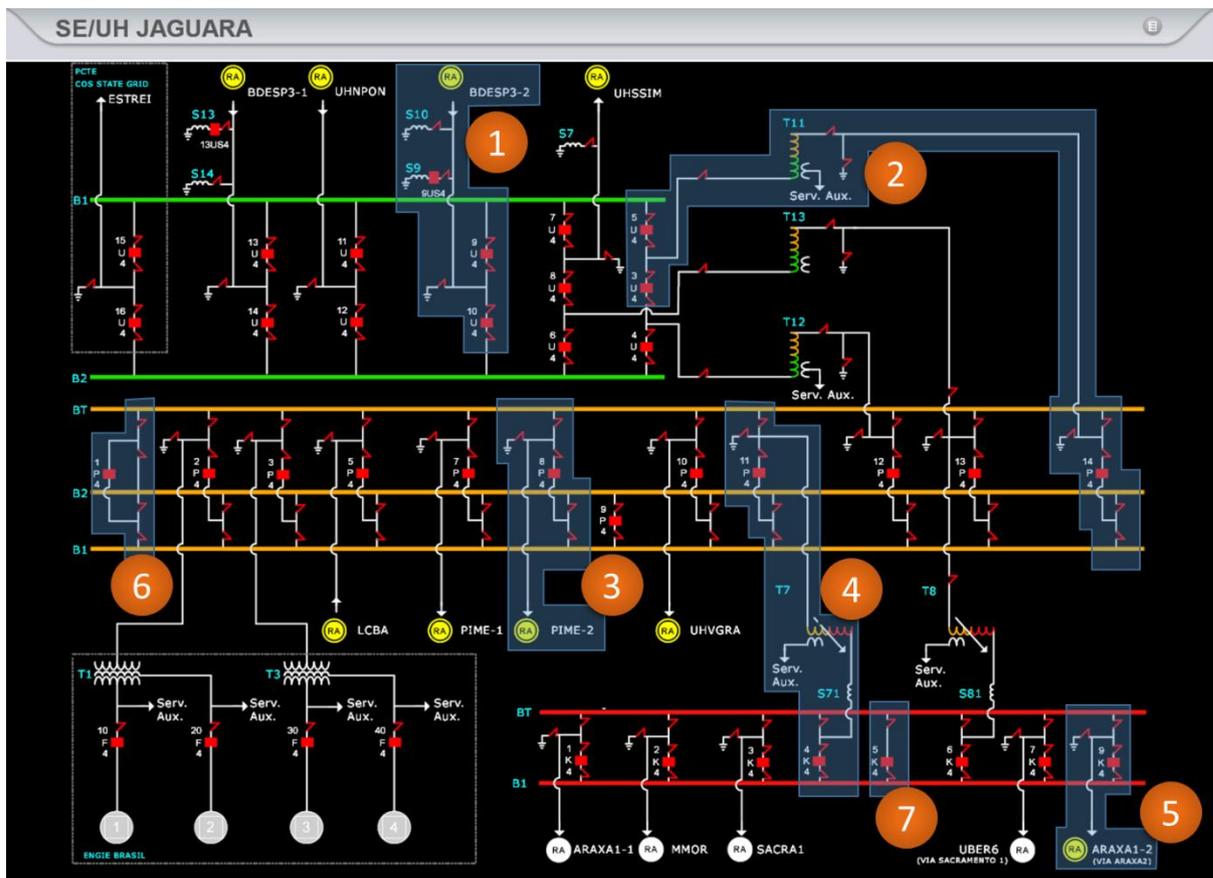


Figura 4-11 Diagrama unifilar da SE Jaguará 500 e 345 kV.

Através da Figura 4-11, verificam-se os seguintes arranjos topológicos: “1” Terminal da LT2 500kV Bom Despacho 3 – Jaguará, com disjuntor duplo no terminal de Jaguará; “2” Autotransformador ATR 11 500/345kV, com arranjo disjuntor e meio no lado de alta tensão e disjuntor simples (barra dupla com disjuntor de transferência “6”) no lado de baixa tensão; “3” Terminal da LT2 345kV Jaguará – Pimenta, com disjuntor simples (barra dupla com disjuntor de transferência “6”) no terminal de Jaguará; “4” Autotransformador ATR 7 345/138kV, com arranjo disjuntor simples (barra dupla com disjuntor de transferência “6”) no lado de alta tensão

e disjuntor simples (barra única com disjuntor de transferência “7”) no lado de baixa tensão; “5” Terminal da LT2 138kV Araxá 1 – Jaguará, com arranjo disjuntor simples (barra única com disjuntor de transferência “7”) no terminal de Jaguará. Particularmente, por ser a LT2 138kV Araxá 1 – Jaguará uma linha de interligação entre Cemig GT e Cemig D, na qual o terminal da SE Araxá 1 é operado pelo COD Cemig D e o terminal da SE Jaguará operado pelo COS Cemig GT, não é permitida a execução automática das ações de restabelecimento sem contato prévio com o outro centro. Neste caso, o PRECOND atua limitando-se ao conceito *Assisted-Healing* (discutido no item 2.2 desta tese), no qual são realizadas todas as análises pertinentes, porém, a execução das manobras nos disjuntores é imprescindivelmente precedida da autorização do operador. A Tabela 4-18 representa o modelo da base de conhecimentos necessária para estabelecer os requisitos topológicos apresentados.

**Tabela 4-18 Modelo da base de conhecimento de topologia dos equipamentos – disjuntores associados.**

Equipamento	Disjuntor “DE 1”	Disjuntor “DE 2”	Disjuntor “DE T”	Disjuntor “PARA 1”	Disjuntor “PARA 2”	Disjuntor “PARA T”
LT2 500kV Bom Despacho 3 – Jaguará	BDESP3 11U4	BDESP3 10U4	NA	JAGU 9U4	JAGU 10U4	NA
Jaguara ATR T11 500/345kV	JAGU 5U4	JAGU 3U4	NA	JAGU 14P4	NA	JAGU 1P4
LT2 345kV Jaguará – Pimenta	JAGU 8P4	NA	JAGU 1U4	PIME 10P4	NA	PIME 7P4
Jaguara ATR 7 345/138kV	JAGU 11P4	NA	JAGU 1P4	JAGU 4K4	NA	JAGU 5K4
LT2 138kV Araxá 1 - Jaguará	NA	NA	NA	JAGU 8K4	NA	JAGU 5K4

Convencionou-se o uso dos termos “DE” e “PARA” para indicar a qual terminal da LT ou do transformador o disjuntor se refere. No caso de linha de transmissão, o “DE” corresponde ao primeiro terminal descrito no nome da LT e, conseqüentemente, o “PARA”, ao segundo terminal descrito no mesmo nome. No caso de transformadores, o “DE” corresponde ao lado primário e, conseqüentemente, o “PARA”, ao terminal secundário. Os complementos “1”, “2” e “T” correspondem, respectivamente, ao disjuntor preferencial para o início da manobra, ao disjuntor alternativo para início da manobra (aplica-se somente para terminais com topologias do tipo disjuntor duplo, disjuntor e meio, anel) e, por fim, ao disjuntor de transferência (aplica-se somente para terminais com topologias do tipo barra simples mais barra de transferência e barra dupla, com disjuntor de transferência).

É importante ressaltar que a estrutura da base de conhecimento de topologia de equipamentos mostrada na Tabela 4-18 contempla apenas os disjuntores existentes nos terminais. No entanto, o estado das chaves seccionadoras que isolam os respectivos disjuntores

representa uma classe de informação imprescindível para esta etapa do restabelecimento. A opção de se preencher a Tabela 4-18 com o nome destas chaves seccionadoras tornaria a tabela demasiadamente grande e com proporcional dificuldade de manutenção. Por esta razão, optou-se por implementar um recurso automático de busca das chaves relevantes à topologia em questão, através de um recurso do próprio configurador de redes, que é a estrutura de grafos. A tabela de estrutura de grafos faz com que o PRECOND tenha condições de “saber” quais são as chaves seccionadoras existentes em cada disjuntor, e seus respectivos estados.

Complementarmente, a Tabela 4-19 apresenta as regras de energização. O “sentido de energização” indica por qual terminal devem ser iniciadas as manobras de restabelecimento, enquanto a “energização em sentido inverso” pode ser permitida ou proibida, dependendo dos estudos elétricos pré-operativos de restabelecimento. Estas informações complementam a base de conhecimentos de topologia anteriormente apresentada.

**Tabela 4-19 Modelo da base de conhecimento de topologia dos equipamentos – regras de energização.**

Equipamento	Sentido de Energização	Energização em Sentido Inverso
LT2 500kV Bom Despacho 3 – Jaguará	DE (Bom Despacho 3 → Jaguará)	Permitido
Jaguara ATR T11 500/345kV	PARA (345kV → 500kV)	Permitido
LT2 345kV Jaguará – Pimenta	DE (Jaguara → Pimenta)	Permitido
Jaguara ATR 7 345/138kV	PARA (138kV → 345kV)	Permitido
LT2 138kV Araxá 1 - Jaguará	PARA (Jaguara → Araxá 1)	Proibido

#### 4.3.5. Regras para confirmação do estado operativo de equipamentos

Apesar de todas as discussões apresentadas até o momento adotarem como “ponto de partida” o fato de um equipamento do sistema estar na condição “fora de serviço” (o que pressupõe os disjuntores estarem abertos em ambos os terminais do equipamento), há de se ressaltar que a execução das manobras de restabelecimento deve ser precedida da verificação da situação individual de cada disjuntor relacionado ao equipamento a que se objetiva restabelecer. A seguinte pergunta tem por objetivo orientar o raciocínio que se deseja apresentar: um equipamento cujo estado tenha sido apontado como “fora de serviço” pelo módulo de análise de redes do SCADA/EMS pode estar com algum de seus disjuntores fechado?

A resposta é positiva. A indicação de estado de um equipamento é semelhante a uma fotografia do sistema de potência, em um instante específico. O estado do equipamento pode se alterar por diversas razões após a indicação de desligamento ter ocorrido. A atuação do

religamento automático de uma linha de transmissão pode provocar o fechamento de seus disjuntores instantes após o módulo de análise de redes ter indicado o estado “fora de serviço”. Neste caso, nada resta a ser feito, já que o equipamento terá sido inteiramente restabelecido. No entanto, aproveitando ainda o exemplo da atuação do religamento automático em uma linha de transmissão, há a possibilidade de o restabelecimento ter sido parcial, ou seja, poderá apenas um dos terminais estar ligado, e o outro desligado. Neste caso, a LT está energizada, porém, sem carga. Dependendo ainda de qual terminal está energizando a LT, o fechamento do outro terminal que se encontra aberto poderá ser em sentido normal ou em sentido inverso. Ressalta-se que o restabelecimento de algumas LTs em sentido inverso é proibido, informação que deve estar previamente configurada na base de conhecimentos apresentada na Tabela 4-19.

Há de se resguardar também da possibilidade de uma indicação equivocada por parte do módulo de análise de redes, aspecto que reforça a importância da utilização das informações fornecidas pelo estimador de estados. Sendo assim, o módulo de execução automática das manobras de restabelecimento deve considerar as seguintes possibilidades de estado:

- Equipamento desenergizado, com o(s) disjuntor(es) de ambos os terminais abertos. Deve também ser considerada a possibilidade de disjuntores estarem isolados (ou seja, com suas respectivas chaves seccionadoras abertas);
- Equipamento parcialmente energizado, com o(s) disjuntor(es) de um de seus terminais aberto e o(s) disjuntor(es) do outro terminal fechado;
- Equipamento plenamente energizado, com carga ativa, com o(s) disjuntor(es) de ambos os terminais fechados.

Retornando às considerações feitas à Tabela 4-18, o PRECOND deve avaliar, de forma automática, não apenas o estado dos disjuntores associados aos terminais dos equipamentos, mas também o estado das respectivas chaves seccionadoras associadas a cada terminal avaliado. O fato de um disjuntor estar aberto não significa que ele está apto para ser utilizado. Se pelo menos uma de suas chaves seccionadoras estiver aberta, o disjuntor deve ser considerado indisponível para manobra. Por outro lado, se as chaves seccionadoras estiverem fechadas, o disjuntor deve ser considerado disponível para manobra. Portanto, é necessário que o estado dos terminais seja avaliado não em nível de disjuntor, mas em nível de vão<sup>11</sup>. Desta forma, o conjunto de regras apresentadas a seguir perfaz o conjunto de possibilidades que o PRECOND

---

<sup>11</sup> Nos sistemas de transmissão de extra alta tensão, o vão de um disjuntor é composto, além do próprio disjuntor, pelas chaves seccionadoras que permitem o isolamento ou a conexão do disjuntor aos seus respectivos circuitos e/ou equipamentos.

deve analisar antes de executar a sequência de comandos de restabelecimento. É importante ressaltar que os conjuntos de regras foram otimizados, de forma que devem ser imprescindivelmente executados na sequência apresentada para garantir o atendimento aos objetivos desejados.

- Conjunto de regras n. 1: O equipamento encontra-se em serviço e, portanto, não existem ações (comandos de fechamento de disjuntores) a serem executadas pelo PRECOND.

A regra n. 1 é verdadeira se:

- (“Estado Vão DE 1” = fechado OU
- “Estado Vão DE 2 = fechado OU
- “Estado Vão DE T = fechado) E
  - (“Estado Vão PARA 1 = fechado OU
  - “Estado Vão PARA 2 = fechado OU
  - “Estado Vão PARA T = fechado)

- Conjunto de regras n. 2: O equipamento encontra-se isolado por pelo menos 1 de seus terminais e, portanto, não tem condições de ser restabelecido. A regra n. 2 é verdadeira se:

- (“Estado Vão DE 1” = isolado E
  - (“Estado Vão DE 2” = isolado OU
  - “Estado Vão DE 2” = inexistente) E
    - (“Estado Vão DE T” = isolado OU
    - Estado Vão DE T” = inexistente)) OU
- (“Estado Vão PARA 1” = isolado E
  - (“Estado Vão PARA 2” = isolado OU
  - “Estado Vão PARA 2” = inexistente) E
    - (“Estado Vão PARA T” = isolado OU
    - “Estado Vão PARA T” = inexistente)).

- Conjunto de regras n. 3: Os disjuntores referentes aos terminais do equipamento encontram-se abertos, podendo alguns de seus vãos estarem ou não isolados, de forma que o equipamento possui condições de ser restabelecido no sentido normal. A regra n. 3 é verdadeira se:

- “Estado Vão DE 1” <> fechado E
    - “Estado Vão DE 2” <> fechado E
      - “Estado Vão DE T” <> fechado E
        - “Estado Vão PARA 1” <> fechado E
          - “Estado Vão PARA 2” <> fechado E
            - “Estado Vão PARA T” <> fechado.
- Conjunto de regras n. 4: Pelo menos 1 (um) dos vãos do terminal DE encontra-se fechado, e todos os disjuntores referentes ao terminal PARA encontram-se abertos (podendo algum dos vãos do terminal PARA estarem isolados em vez de abertos), de forma que o equipamento já se encontra energizado e possui condições de ser restabelecido no sentido normal via terminal PARA, com fechamento em anel:
  - (“Estado Vão DE 1” = fechado OU
  - “Estado Vão DE 2” = fechado OU
  - “Estado Vão DE T” = fechado) E
    - “Estado Vão PARA 1” <> fechado E
      - “Estado Vão PARA 2” <> fechado E
        - “Estado Vão PARA T” <> fechado.
- Conjunto de regras n. 5: Pelo menos 1 (um) dos vãos do terminal PARA encontra-se fechado, e todos os disjuntores referentes ao terminal DE encontram-se abertos (podendo algum dos vãos do terminal DE estarem isolados em vez de abertos), de forma que o equipamento já se encontra energizado e possui condições de ser restabelecido no sentido inverso via terminal DE, com fechamento em anel:
  - “Energização em Sentido Inverso” = permitido E
  - (“Estado Vão PARA 1” = fechado OU
  - “Estado Vão PARA 2” = fechado OU
  - “Estado Vão PARA T” = fechado) E
    - “Estado Vão DE 1” <> fechado E
      - “Estado Vão DE 2” <> fechado E
        - “Estado Vão DE T” <> fechado.

### **4.3.6. Finalização da etapa de execução do restabelecimento**

Dá-se por concluído o restabelecimento no momento em que são fechados os disjuntores e o equipamento que estava no estado “fora de serviço” passa para a condição “em serviço”. No entanto, verifica-se também que, em determinadas circunstâncias, a execução automática de comandos é abortada e o operador é então orientado a dar continuidade das manobras por si só.

Considerando as regras apresentadas no item 4.3.6, bem como as Tabela 4-18 e Tabela 4-19, o PRECOND torna-se capaz de preparar a sequência de comandos e enviá-los via EMS/SCADA. Há de se atentar às políticas internas de cada empresa para garantir que um sistema computacional desenvolvido externamente ao EMS/SCADA tenha as devidas permissões necessárias para enviar comandos, dado que esta questão envolve diversos aspectos relacionados à segurança cibernética.

## **4.4. Considerações Finais**

O propósito deste capítulo foi apresentar e discorrer sobre aspectos envolvidos no processo de restabelecimento de equipamentos após desarmes, sob a ótica do centro de operação, visando à implantação de recursos e lógicas capazes de automatizar o processo.

Tradicionalmente, a responsabilidade pela execução deste processo recai integralmente sobre o operador do centro de operação. No entanto, verifica-se que as tendências do setor elétrico apontam em favor do aumento das exigências regulatórias, do crescimento e da complexidade da operação de instalações e sistemas e da diminuição da tolerância dos clientes às interrupções no suprimento de energia, de tal forma que o ser humano passará a não ser suficientemente capaz de gerenciar, sem ferramentas apropriadas, tantos requisitos simultaneamente. Em contrapartida, a evolução tecnológica se apresenta com uma considerável gama de possibilidades capazes de suportar este e outros processos críticos presentes na operação de instalações e sistemas.

A busca pela plena automação deste processo, dada a realidade do modelo brasileiro de operação de instalações e sistemas, poderia ensejar a criação de mecanismos excessivamente complexos, cujo desenvolvimento e manutenção poderiam se tornar pouco atrativos para as empresas do setor. Por esta razão, a escolha em favor da automação parcial, respaldada pelo conceito *Assisted-Healing*, traz um conjunto significativo de benefícios para o setor, em troca

de desenvolvimentos computacionais relativamente simples. Desta forma, a participação do ser humano no processo de autorrestabelecimento permanece imprescindível nas questões que extrapolam os *inputs* considerados pelo sistema computacional.

Verifica-se, portanto, que o AHS proposto é capaz de identificar e caracterizar o desarme de um equipamento, avaliando sua condição de disponibilidade ou indisponibilidade, bem como o atendimento às respectivas condições definidas em IO, e ainda executar remotamente os telecomandos nos disjuntores destes equipamentos até que os mesmos sejam restabelecidos ao sistema elétrico. Por outro lado, o operador manterá a responsabilidade de definir a sequência de restabelecimento no caso de perturbações múltiplas, atuando junto ao ONS quando as condições sistêmicas não estiverem favoráveis ao restabelecimento, e interagindo junto aos agentes acessantes e/ou acessados nas subestações.

De forma geral, o processo de autorrestabelecimento é dado por concluído quando se confirma o restabelecimento propriamente dito, ou seja, o equipamento que havia se desligado em decorrência de uma perturbação passa, automaticamente, do estado “fora de serviço” para o estado “em serviço”. Contudo, devem ser consideradas as seguintes razões pelas quais o processo será dado por concluído, mesmo que o equipamento não tenha sido restabelecido:

- Indisponibilidade do equipamento: a indicação de bloqueio e/ou proteções consideradas impeditivas na etapa de identificação e caracterização da perturbação, conforme item 4.1, faz com que o processo seja imediatamente dado por concluído. Nestas circunstâncias, o operador toma providências para isolar o equipamento e liberá-lo para manutenção.
- Não atendimento às condições de restabelecimento: neste caso, a dependência por ajustes sistêmicos por parte do ONS impede a consecução do restabelecimento, conforme item 4.2. No entanto, a partir do momento em que as condições se tornam favoráveis, o PRECOND indicará a possibilidade de retomada do processo de restabelecimento.
- Topologia insuficiente para restabelecer: o restabelecimento é interrompido quando um dos terminais do equipamento se encontra isolado, ou quando é necessário o restabelecimento em sentido inverso, sendo este proibido;
- Telemedições não confiáveis: quando pelo menos um dos pontos de supervisão requeridos pelo PRECOND (ex. estado de disjuntor) estiver simulado (valor manualmente fornecido pelo operador), ou estiver com falha de comunicação, ou ainda quando houver indicação de erro grosseiro por parte do estimador de estados;

- Falha no telecomando em disjuntores: quando houver recusa de mudança de estado de algum disjuntor após envio de comando por parte do PRECOND;
- Indicação de atividades de manutenção em curso no equipamento: existência de "etiqueta" informativa sobre serviços em andamento no equipamento faz com que quaisquer ações operativas no equipamento sejam precedidas do contato com a equipe envolvida na atividade.

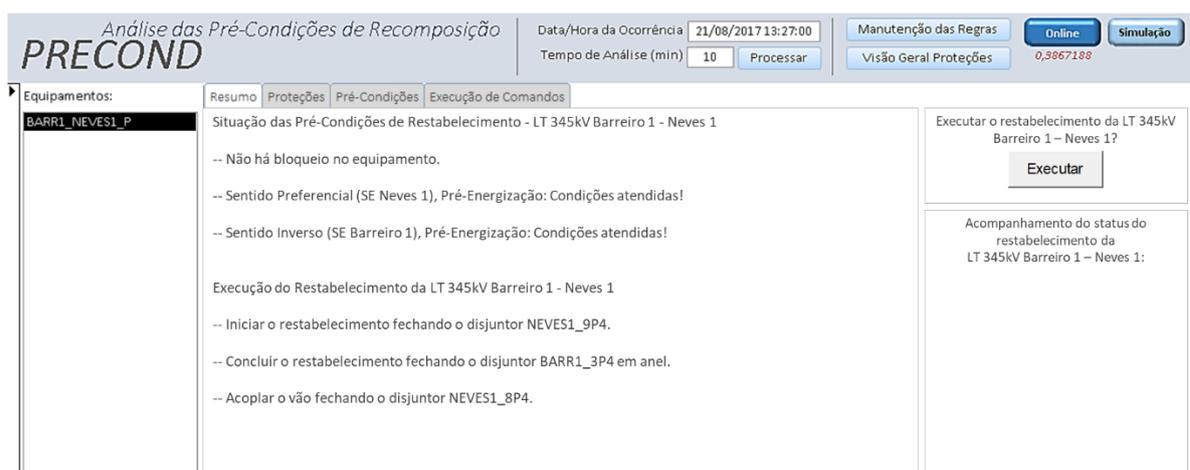
No próximo capítulo, será discutida a aplicação prática e os resultados da utilização do PRECOND.

## 5. APLICAÇÃO, SIMULAÇÕES E RESULTADOS

A partir das considerações e requisitos levantados no capítulo anterior, os quais estão didaticamente representados pela Figura 4-1, o sistema começa a adquirir formato e atributos definitivos. Sendo assim, a implementação prática deste trabalho é uma etapa fundamental para possibilitar a produção dos resultados que serão apresentados neste capítulo. Grande parte dos requisitos e cuidados para se atingir o objetivo deste trabalho somente são percebidos no momento em que a plataforma computacional é desenvolvida e testada. O desenvolvimento da ferramenta também proporcionou o amadurecimento da proposta apresentada no capítulo anterior.

### 5.1. Interfaces do PRECOND

A Figura 5-1 ilustra a tela principal do PRECOND. No lado esquerdo, são exibidos os equipamentos indicados na condição “fora de serviço”. Quando o operador seleciona um dos equipamentos apresentados, o protótipo automaticamente “importa” do EMS/SCADA e processa todas as informações referentes ao equipamento selecionado, em tempo real, e disponibiliza os resultados das análises em quatro instâncias (ou abas) distintas: Resumo, Proteções e Precondições e Execução de Comandos.



**Figura 5-1** Demonstração da tela principal do PRECOND, aberto na aba “Resumo”, com exemplo de análise de bloqueios atuados e situação das precondições.

A aba “Resumo” apresenta, sugestivamente, a condição de disponibilidade do equipamento a partir das proteções impeditivas atuadas, uma visão geral das precondições, bem como a sequência de manobras de fechamento de disjuntores considerando as particularidades topológicas, intertravamentos, etc. A partir desta aba, o operador é capaz de tomar todas as decisões acerca da execução do processo de restabelecimento do equipamento e da recomposição do sistema, tendo ao seu alcance a opção “Executar” que, quando acionada, dá início ao envio de comandos de fechamento de disjuntores ao EMS/SCADA, retornando todo o progresso do restabelecimento na caixa de texto posicionada imediatamente abaixo do botão “Executar”.

Além de mostrar uma visão geral da tela principal do PRECOND, a Figura 5-1 traz como exemplo o desarme da LT 345 kV Barreiro 1 – Neves 1, ocorrido no dia 21/08/2017. A aba resumo informou que não houve bloqueio atuado, e que as precondições em ambos os sentidos, preferencial e inverso, estavam atendidas. As Figura 5-2, Figura 5-3 e Figura 5-4 apresentam as abas Proteções, Precondições e Execução de Comandos, respectivamente, que têm por objetivo apresentar maiores detalhes acerca da análise do evento.

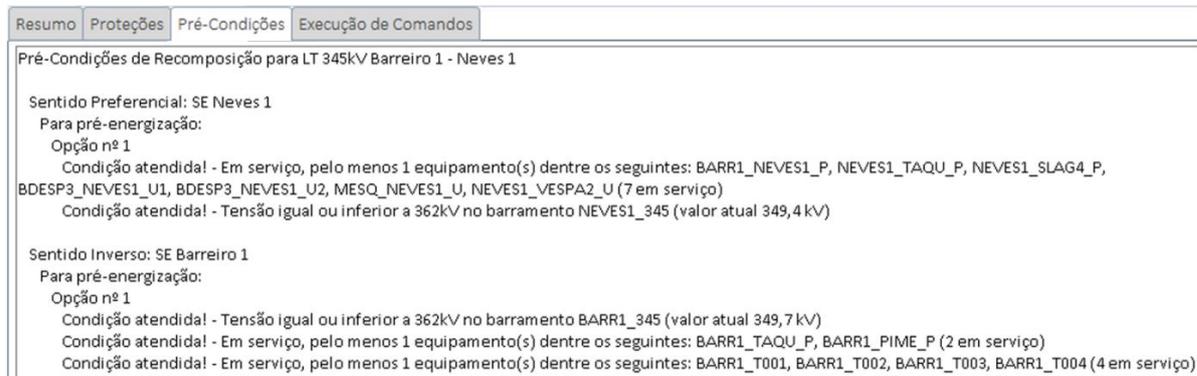
Resumo	Proteções	Pré-Condições	Execução de Comandos
Data/Hora do desligamento:		Relação de Alarmes	
21/08/2017 13:27:59		(SOE) 21/08/2017 13:27:09 - BARR1 3P4 FECHADO	
Proteções Indicadas		(SC) 21/08/2017 13:27:10 - BARR1 3P4 AF fechado ação local	
baixa pressão disj; sem sinalização de relig.autom;		(SOE) 21/08/2017 13:27:55 - BARR1 3P4 ABERTO	
Bloqueios Indicados		(SOE) 21/08/2017 13:27:56 - BARR1 3P4-63AR2-ESTAG2 DESARMADO	
Não há indicação de bloqueio no equipamento.		(SOE) 21/08/2017 13:27:56 - BARR1 3P4 ABERTO	
		(SOE) 21/08/2017 13:27:56 - BARR1 3P4 FECHADO	
		(SC) 21/08/2017 13:27:57 - BARR1 3P4 AF aberto ação local	
		(SC) 21/08/2017 13:27:57 - BARR1 3P4 AF fechado ação local	
		(SC) 21/08/2017 13:27:58 - BARR1 3P4-63AR2-ESTAG2 ND desarmado ação local	
		(SC) 21/08/2017 13:27:59 - BARR1 3P4 AF aberto ação local	
		(SOE) 21/08/2017 13:28:01 - BARR1 3P4-63AR1-ESTAG1 DESARMADO	
		(SC) 21/08/2017 13:28:03 - BARR1 3P4-63AR1-ESTAG1 ND desarmado ação local	
		(SOE) 21/08/2017 13:33:18 - BARR1 3P4 FECHADO	
		(SC) 21/08/2017 13:33:21 - BARR1 3P4 AF fechado ação local	
		(SOE) 21/08/2017 13:35:23 - BARR1 3P4 ABERTO	
		(SC) 21/08/2017 13:35:25 - BARR1 3P4 AF aberto ação local	

**Figura 5-2 Demonstração das informações contidas na aba “Proteções” do PRECOND.**

A aba “Proteções”, mostrada a partir da Figura 5-2, traz o resumo das proteções que atuaram em favor do desarme do equipamento selecionado, o detalhamento dos eventuais bloqueios indicados e toda a relação de alarmes atuados organizados de forma temporal.

A aba “Precondições”, mostrada a partir da Figura 5-3, tem por objetivo detalhar a análise das precondições. Nela, é mostrada cada uma das regras cadastradas conforme instrução de operação e a situação da avaliação – “Condição atendida!” ou “Condição não atendida!” – de

forma a permitir ao operador as condições de conhecer exatamente qual parte da pré-condição não está atendida, e o que deve ser feito para positivar a condição, economizando tempo e facilitando a tomada de decisão.



**Figura 5-3 Demonstração das informações contidas na aba “Pré-condições” do PRECOND.**

A saber, a IO-PM.SE.5MG – Preparação para Manobras na Área 500/345 kV Minas Gerais [ONS, 2019], traz as seguintes pré-condições para o restabelecimento da TL 345 kV Barreiro 1 – Neves 1, regras estas que foram convertidas utilizando o método de “Montagem por Blocos” apresentado no capítulo anterior:

- *Sentido Normal, SE Neves 1 envia tensão para SE Barreiro 1: A tensão de pré-energização deve ser igual ou inferior a 362 kV; Configuração mínima na SE: Uma LT de 345 kV ou de 500 kV em operação.*
- *Sentido Inverso, SE Barreiro 1 envia tensão para SE Neves 1: Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV devendo ser atendida a seguinte configuração mínima: LT 345 kV Barreiro 1 - Taquaril e/ou LT 345 kV Barreiro 1 - Pimenta em operação, e um transformador 330/145 kV com carga ativa na SE Barreiro 1.*

Por fim, a aba “Execução de Comandos”, mostrada a partir da Figura 5-4, exibe a proposta de sequência de fechamento de disjuntores, levando em consideração a topologia das instalações envolvidas, o sentido de energização preferencial, bem como eventuais questões impeditivas para a execução de comandos, tais como a existência de telemedições não confiáveis, ou a indicação de atividades de manutenção em curso no equipamento.

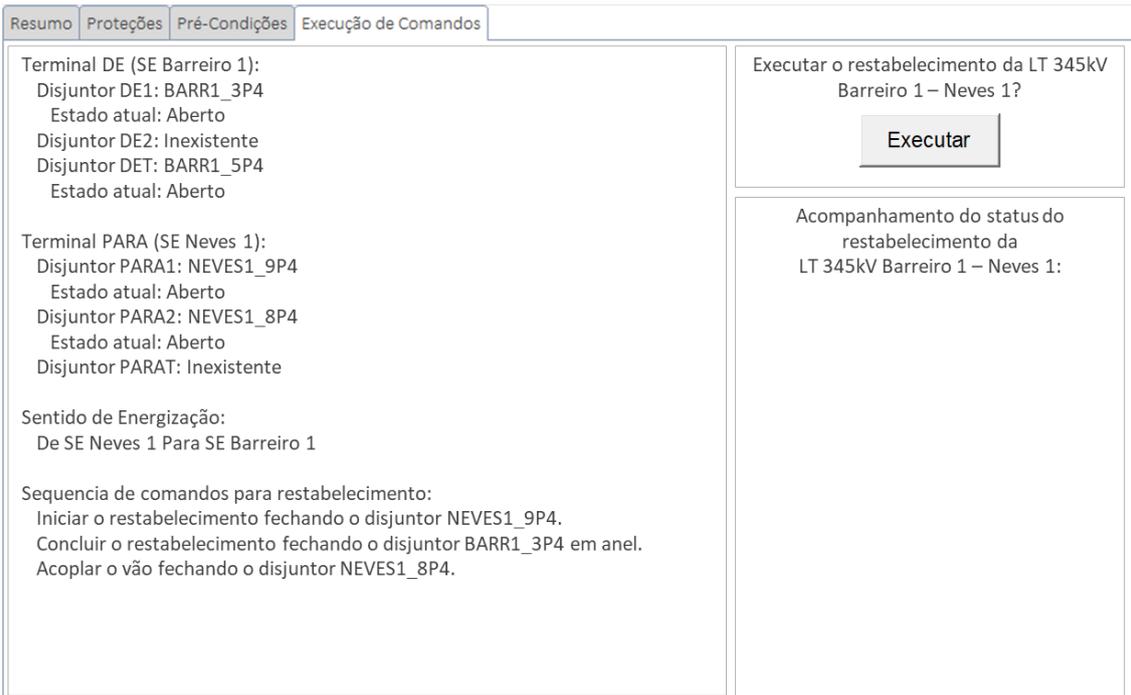


Figura 5-4 Demonstração das informações contidas na aba “Execução de Comandos” do PRECOND.

## 5.2. Administração das regras

A expansão do sistema elétrico, bem como suas mudanças de configuração e de topologia, pode demandar a inclusão de novas precondições ou a modificação das existentes. Para tanto, o PRECOND foi concebido com uma interface específica para a manutenção de regras, como pode ser verificado a partir da Figura 5-5:

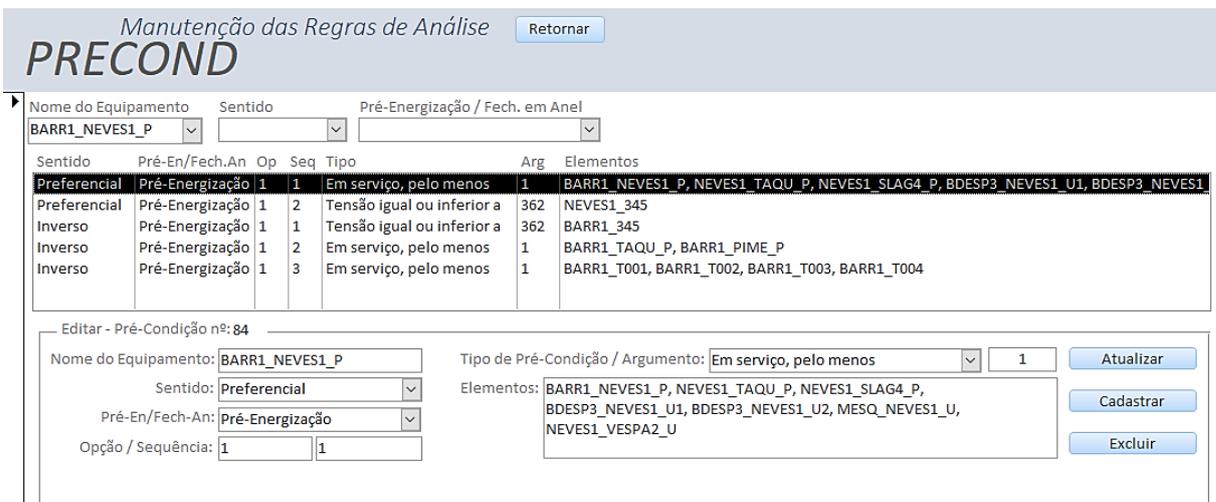


Figura 5-5 Interface de gestão das regras.

Por meio da interface de manutenção de regras, o usuário pode cadastrar, atualizar ou excluir uma regra. Para cada regra, os seguintes campos devem ser preenchidos:

- Nome do equipamento: conforme cadastrado no EMS/SCADA do centro de operação;
- Sentido: Preferencial ou Inverso;
- Pré-energização / Fech. em Anel: esta opção diz respeito ao momento em que a condição é aplicada;
- Opção / Sequência: Apenas o campo opção é editável. O PRECOND considera o operador booleano “E” para processar as regras cadastradas com o mesmo número de “Opção”. Os conjuntos de regras com números de “Opção” diferentes são processados com o operador booleano “OU”. O campo sequência é preenchido automaticamente, apenas para mostrar quantas regras estão cadastradas para um mesmo número de “Opção”;
- Tipo de condição: conforme Tabela 4-17;
- Argumento: valor associado ao tipo de condição;
- Elementos: qual ou quais elementos estão associados à regra.

### **5.3. Simulações**

Depois de apresentados os requisitos para o autorrestabelecimento de sistemas de transmissão propostos neste trabalho, bem como a ferramenta computacional desenvolvida para pô-la à prova, serão apresentados os resultados práticos obtidos com o PRECOND. A validação da proposta apresentada se dá por meio de processamento de dados históricos e simulações no ambiente do Centro de Operação, na qual participaram os próprios operadores de sistema, utilizando seus mesmos recursos de trabalho – EMS/SCADA e instruções de operação. A etapa de validação foi dividida em três partes: na primeira será discutido o módulo de identificação e caracterização da perturbação, na segunda, o módulo de avaliação de condições e, na terceira, o módulo de execução automática das manobras de restabelecimento.

Para o módulo de identificação e caracterização da perturbação, a dinâmica empregada consistiu no processamento automático de perturbações reais no sistema de geração e de transmissão, ocorridas entre os anos de 2015 e 2016. O objetivo foi verificar a acurácia do método proposto, comparando cada análise realizada pelo PRECOND com os registros de operação produzidos pelas equipes de operação em tempo real do COS Cemig GT.

Para o módulo de avaliação de condições foi necessário preparar um ambiente bastante próximo do utilizado pelos operadores do centro de operação no dia a dia. Dentre os recursos disponíveis, optou-se por configurar o servidor de desenvolvimento de aplicações do SSCD (cuja IHM é idêntica à IHM do servidor de produção do SSCD), no qual cenários de perturbações (que serão detalhados na sequência deste capítulo) reais foram manualmente configurados por meio de *scripts* de comandos, de forma a representar fielmente os estados de equipamentos, telemedições analógicas, proteções, etc.

Os operadores do COS Cemig foram convidados a participar dos simulados, com a garantia de preservação da sua identidade e da utilização dos resultados apenas para fins acadêmicos, necessários para o desenvolvimento desta tese. Ao todo, treze operadores se candidataram a participar dos simulados em questão. Os testes foram realizados individualmente, em sala de treinamento, estando presentes somente o avaliador (autor desta tese) o próprio operador e, eventualmente, um visitante (profissional em treinamento).

A dinâmica utilizada consistiu na apresentação do objetivo dos simulados e de explicações sobre os aspectos que seriam avaliados: ao início da simulação de cada cenário, mede-se o tempo gasto pelo operador para inferir sobre a condição de disponibilidade ou indisponibilidade do equipamento, bem como sobre a situação das condições envolvidas, sem o auxílio do PRECOND. A simulação finaliza no momento em que o operador manifesta sua percepção sobre os dois aspectos mencionados. No momento seguinte, é apresentado um cenário semelhante (envolvendo as mesmas instalações, com mesmo nível de complexidade, porém, com elementos ligeiramente diferentes) para o qual o operador deve realizar suas avaliações, desta vez com o apoio do PRECOND. O tempo gasto pelo operador para chegar às conclusões é comparado com o tempo medido no momento anterior.

Para o módulo de execução automática das manobras de restabelecimento, testa-se a efetividade das ideias apresentadas utilizando-se da mesma infraestrutura e dos mesmos cenários preparados para a avaliação do módulo de avaliação de condições. Neste caso, porém, não houve necessidade de participação de operadores, tendo em vista que este módulo é processado inteiramente de forma automática.

Nos itens seguintes serão detalhados os critérios utilizados para a validação dos módulos propostos neste trabalho, bem como os resultados obtidos.

### 5.3.1. Validação do módulo de identificação e caracterização da perturbação

A validação do módulo de identificação e caracterização da perturbação do PRECOND foi realizada por meio de uma bateria de testes baseada no histórico das perturbações ocorridas nos anos de 2015 e 2016 envolvendo o sistema de geração e transmissão operado pelo COS Cemig GT.

A Figura 5-6 mostra um exemplo típico de perturbação registrada no Relatório Diário de Operação, envolvendo o desarme de uma linha de transmissão. Neste registro, constam informações tais como data/hora da ocorrência, proteções operadas, sequência de eventos, etc., verificadas em ambos os terminais da linha de transmissão.

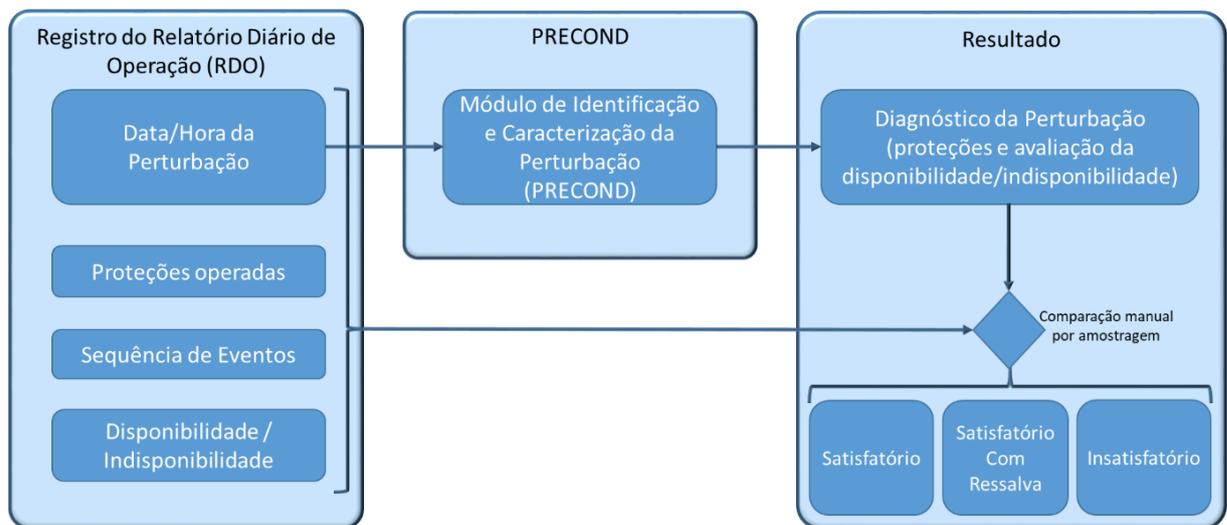
A dinâmica empregada para validação do método consistiu, portanto, no processamento de todas as perturbações registradas no RDO entre 01/01/2015 e 31/12/2016 (2 anos inteiros). Uma vez que o módulo de identificação e caracterização de perturbação do PRECOND produz diagnósticos de perturbações com informações detalhadas acerca das proteções atuadas e do *status* de disponibilidade/indisponibilidade dos equipamentos envolvidos, compararam-se os resultados produzidos pelo PRECOND com as informações prestadas pelos operadores do COS Cemig GT no RDO para avaliar a acurácia do método.

<b>Histórico de Ocorrências de Geração e Transmissão</b>	
Período: de 29/09/2016 00:00 à 30/09/2016 00:00	
Malha Principal - 29/9/2016	
Ocorrências	
<p>1) <b>Início:</b> 04:25  <b>Estação:</b> JGSE - SE Jaguará 500kV - Telecontrolada  <b>Disjuntores, Circuitos e Localidades:</b>            Disjuntores 7U4 e 8U4 - LT 500 kV para São Simão.  <b>Proteções Operadas:</b>            7U21P/S - AZ/Z1.  <b>Sequência dos Eventos:</b>            04:25 - Houve RAS no disjuntor 7U4 e desarme do disjuntor 8U4.            04:26 - Fechado disjuntor 8U4 acopiando o vão.  <b>Causa:</b>            Em apuração.  <b>Consequências:</b>            Não houve.  <b>Condições Atmosféricas:</b>            Céu Limpo  <b>Observações:</b>            1) Informadas proteções operadas ao ONS às 04:34.            2) SisRaios não indicou descarga atmosférica próxima da LT.            3) SAPNET indicou falta da fase AZ com Terra, no trecho da LT compreendido entre 273,94 e 291,08KM, a partir da SE Jaguará (análise por um terminal. Não foi possível o acesso aos dados do terminal de São Simão).  <b>Disponibilização p/ ONS:</b> 29/9/2016 04:25</p>	<p><b>Restabelecimento:</b> 29/9/2016 04:25</p>
<p>2) <b>Início:</b> 04:25  <b>Estação:</b> SSSE - SE São Simão - Assistida  <b>Disjuntores, Circuitos e Localidades:</b>            Disjuntores 8U4 e 9U4 - LT 500kV para Jaguará.  <b>Proteções Operadas:</b>            9U21P/S - AZ/Z1.  <b>Sequência dos Eventos:</b>            04:25 - Houve RAS no disjuntor 9U4 e desarme do disjuntor 8U4.            04:26 - Fechado disjuntor 8U4 acopiando o vão.  <b>Causa:</b>            Em apuração.  <b>Consequências:</b>            Não houve.  <b>Condições Atmosféricas:</b>            Céu Encoberto  <b>Observações:</b>            Informadas proteções operadas ao ONS às 04:34.  <b>Disponibilização p/ ONS:</b> 29/9/2016 04:25</p>	<p><b>Restabelecimento:</b> 29/9/2016 04:25</p>

**Figura 5-6 Exemplo de registro do Relatório Diário de Ocorrências – Histórico de Ocorrências de Geração e Transmissão.**

Assim, o PRECOND foi preparado para acessar o banco de dados de histórico de alarmes do EMS/SCADA, considerando como janela temporal de processamento o intervalo de cinco minutos a partir da data/hora de cada ocorrência. Portanto, a única informação necessária para processar a bateria de testes é a data/hora de cada ocorrência. A Figura 5-7 ilustra a dinâmica proposta.

O diagnóstico emitido pelo PRECOND é considerado “satisfatório” quando há consistência e coerência com as informações apresentadas no RDO. O diagnóstico é considerado “satisfatório com ressalva” quando o diagnóstico emitido pelo PRECOND não está plenamente consistente e coerente com as informações prestadas no RDO, por motivo de falta da sinalização de alarmes no EMS/SCADA. Neste caso, entende-se que não há falhas no algoritmo do PRECOND uma vez que a decisão que o operador tomaria em tempo real, sem o auxílio do PRECOND, estaria na mesma proporção comprometida. Por fim, o diagnóstico é considerado “insatisfatório” quando o PRECOND, por falha em seu próprio algoritmo, emite resultado diferente das informações prestadas no RDO, tendo as sinalizações necessárias para o diagnóstico indicadas corretamente no EMS/SCADA.



**Figura 5-7 Diagrama representativo da dinâmica de testes do módulo de identificação e caracterização da perturbação do PRECOND.**

Ao todo, 2.064 registros referentes a perturbações ocorridas em 65 instalações de geração e de transmissão, descritos no RDO pelos operadores do COS Cemig, foram processados pelo PRECOND.

A fim de facilitar a compreensão das informações apresentadas na sequência, o registro de perturbação extraído do RDO será tratado como “evento”, e por “subevento” cada

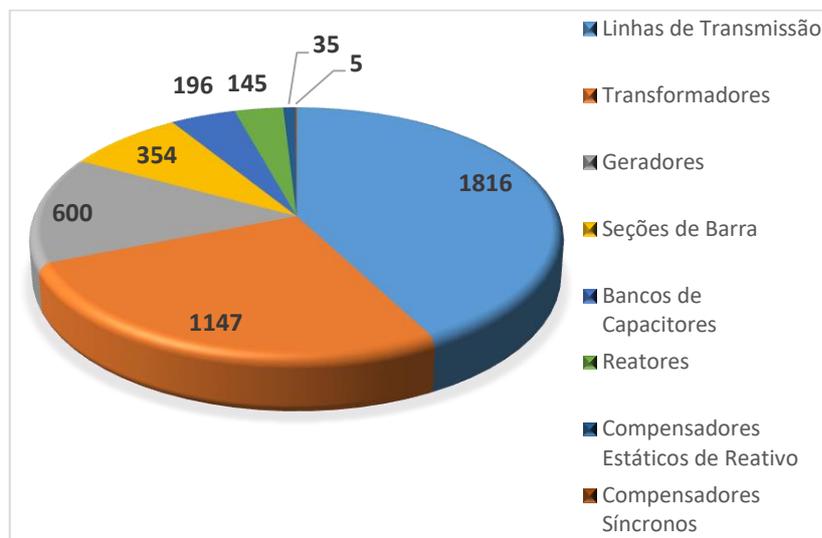
equipamento que apresentar a condição “fora de serviço”, dentro de um mesmo evento. A Tabela 5-1 apresenta alguns números acerca do universo de eventos, subeventos e alarmes processados pelo PRECOND.

**Tabela 5-1 Quantitativos de eventos, subeventos e alarmes processados pelo PRECOND a partir do histórico de perturbações dos anos 2015 e 2016.**

Total de eventos processados pelo PRECOND	2.064 eventos
Total de subeventos	4.298 subeventos
Média de alarmes processados (janela temporal de 5 min.), por evento	120 alarmes
Máximo de alarmes processados em único evento (janela temporal de 5 min.)	1.265 alarmes

A Tabela 5-2 classifica por tipo de instalação os subeventos obtidos do histórico de perturbações em questão.

**Tabela 5-2 Subeventos classificados por tipos de instalação.**



Tipo de Instalação	Quantidade de subeventos processados	Representatividade %
Linhas de Transmissão	1816	42,3%
Transformadores	1147	26,7%
Geradores	600	14,0%
Seções de Barra	354	8,2%
Bancos de Capacitores	196	4,6%
Reatores	145	3,4%
Compensadores Estáticos de Reativo	35	0,8%
Compensadores Síncronos	5	0,1%

A elevada quantidade de subeventos relacionados às linhas de transmissão se deve ao tipo de exposição a que este tipo de instalação está sujeito em relação aos demais tipos de equipamentos. No caso dos transformadores, é importante esclarecer que os números apresentados referem-se tanto aos transformadores elevadores de unidades geradoras, quanto



Cenário 1: a Tabela 5-3 traz o detalhamento do cenário 1 e as Figura 5-9 e Figura 5-10 trazem os diagramas unifilares das subestações Pimenta e Taquaril, respectivamente.

**Tabela 5-3 Detalhamento do Cenário 1.**

Contexto	Desarme simples da LT 345 kV Pimenta – Taquaril	
<b>Consequências adicionais</b>	Sobretensão da ordem de 365 kV nos barramentos das SE Pimenta e SE Taquaril	
<b>Quantidade de disjuntores abertos</b>	SE Pimenta: 1 disjuntor de 345 kV (terminal da LT para a SE Taquaril) SE Taquaril: 1 disjuntor de 345 kV (terminal da LT para a SE Pimenta)	
<b>Proteções atuadas</b>	Proteções de distância, sobrecorrente e teleproteção da LT 345 kV Pimenta – Taquaril	
<b>Bloqueios atuados</b>	Sem atuação de bloqueio	
<b>Regras de proteção acionadas (conforme Tabela 4-6)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>LT 345 kV Pimenta – Taquaril: PD21Z1, PSDN67, PT77, PT85</li> </ul>	
<b>Detalhamento das precondições:</b>	Conforme item 3.39 da IO-PM.SE.5MG – Preparação para Manobras na Área 500/345 kV de Minas Gerais, ver. 116, a seguir:	Situação:
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Restabelecimento da LT 345 kV Pimenta – Taquaril no sentido preferencial, a partir da SE Pimenta:</b></li> </ul>	<p><i>SE Pimenta:</i></p> <p><i>Utilizar pelo menos uma das configurações mínimas abaixo:</i></p> <p><i>a) Com as LTs 345 kV Jaguara / Pimenta e outra LT de 345 kV em operação e interligadas entre si e tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV.</i></p> <p><i>b) LT 345 kV Furnas / Pimenta C1 ou C2, uma das LTs 345 kV Jaguara / Pimenta e outra LT de 345 kV em operação interligadas entre si e tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV.</i></p> <p><i>c) Com apenas a LT 345 kV Furnas / Pimenta C1 ou C2 em operação a tensão de pré-energização deve ser igual ou inferior a 362 kV sendo obrigatória que a seguinte configuração mínima esteja em operação.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>4 unidades geradoras na UHE Luiz Carlos Barreto.</i></li> <li><i>4 unidades geradoras na UHE FURNAS</i></li> <li><i>6 unidades geradoras na UHE Mascarenhas de Moraes.</i></li> </ul> <p><i>d) LT 345 kV Furnas / Pimenta C1 ou C2 e uma das LTs 345 kV Jaguara / Pimenta em operação e interligadas entre si e tensão de pré-energização igual ou inferior a 349 kV.</i></p> <p><i>e) As duas LTs 345 kV Jaguara / Pimenta em operação, interligadas entre si e tensão de pré-energização igual ou inferior a 349 kV.</i></p>	Precondição não atendida em função da tensão superior a 362 kV no barramento da SE Pimenta.
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Restabelecimento da LT 345 kV Pimenta – Taquaril no sentido inverso, a partir da SE Taquaril:</b></li> </ul>	<p><i>SE Taquaril:</i></p> <p><i>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV devendo estar em operação a seguinte configuração mínima:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>Duas LT de 345 kV em operação na SE Taquaril.</i></li> <li><i>Um transformador de 345/138 kV - 225 MVA ou 345/230 kV - 225 MVA com carga na SE Taquaril</i></li> </ul>	Precondição não atendida em função da tensão superior a 362 kV no barramento da SE Taquaril.

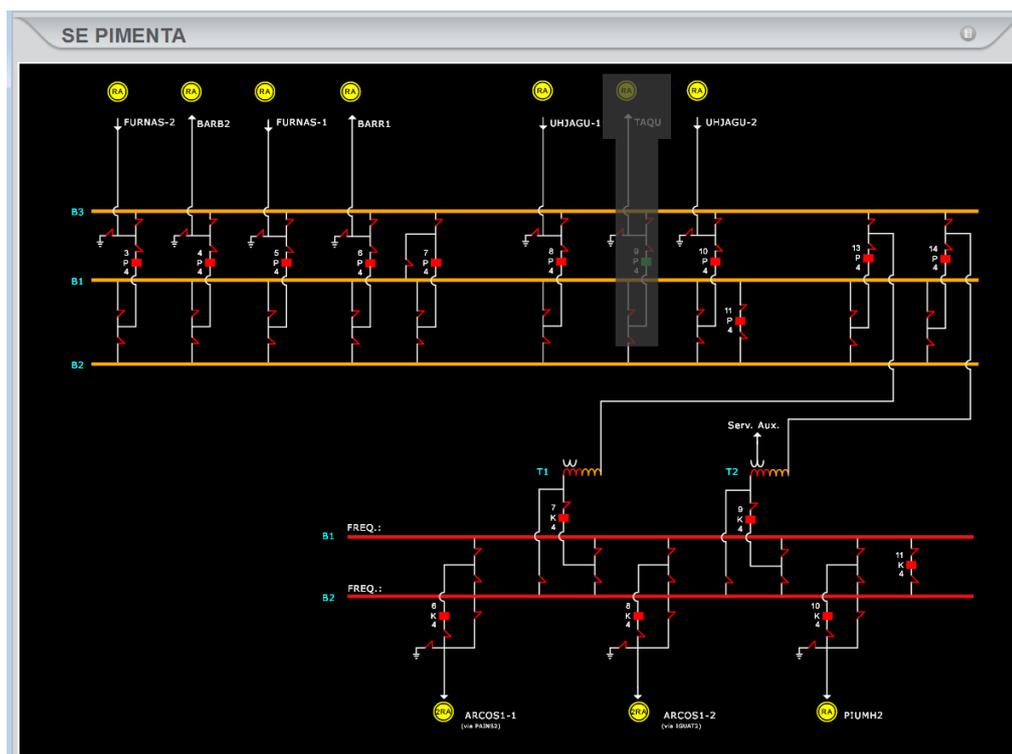


Figura 5-9 Diagrama unifilar da SE Pimenta, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 1 – disjuntor da LT 345 kV Pimenta – Taquaril aberto.

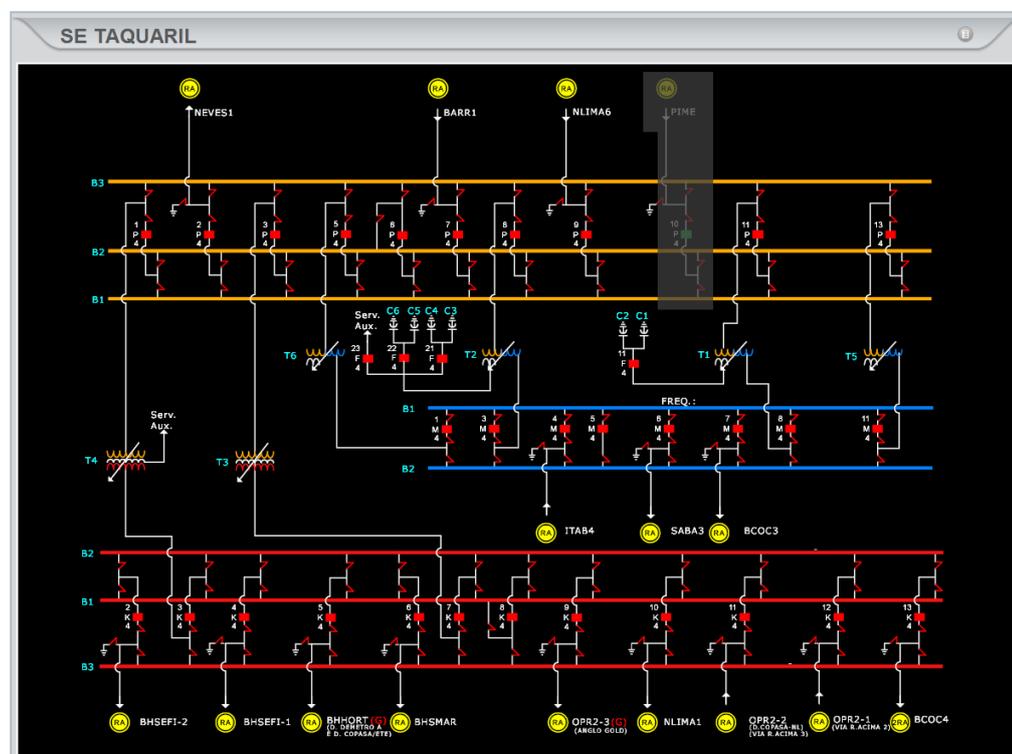


Figura 5-10 Diagrama unifilar da SE Taquaril, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 1 – disjuntor da LT 345 kV Pimenta – Taquaril aberto.

Cenário 2: a Tabela 5-4 traz o detalhamento do cenário 2 e as Figura 5-11 e Figura 5-12 trazem os diagramas unifilares das subestações Bom Despacho 3 e Neves 1, respectivamente.

**Tabela 5-4 Detalhamento do Cenário 2.**

<b>Contexto</b>	<b>Desarme do reator S12 500 kV por atuação de proteção diferencial, com falha do disjuntor 15US4 e consequente desarme da LT2 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1, à qual o reator é conectado em derivação.</b>	
<b>Consequências adicionais</b>	Sobrecarga seguida de desarme da LT1 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1, e sobretensão da ordem de 553 kV no barramento de 500 kV da SE Bom Despacho 3.	
<b>Quantidade de disjuntores abertos</b>	SE Bom Despacho 3: 4 disjuntores de 500 kV (terminal das LTs 1 e 2 para a SE Neves 1) SE Neves 1 : 4 disjuntores de 500 kV (terminal das LTs 1 e 2 para a SE Bom Despacho 3)	
<b>Proteções atuadas</b>	Proteção diferencial do reator S12, Falha do disjuntor 15US4, e proteções de distância e sobrecarga da LT1 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1.	
<b>Bloqueios atuados</b>	Bloqueio do reator S12, bloqueio do disjuntor 15US4 e bloqueio dos terminais da LT2 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1.	
<b>Regras de proteção acionadas (conforme Tabela 4-6)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reator S12 500 kV – SE Neves 1: PDIF87, PBL86;</li> <li>• LT1 Bom Despacho 3 – Neves 1: PD21Z1, PSDN67, PT77, PT85;</li> <li>• LT2 Bom Despacho 3 – Neves 1: PT77, PT85, PBL86.</li> </ul>	
<b>Detalhamento das precondições:</b>	Conforme item 3.2 da IO-PM.SE.5MG – Preparação para Manobras na Área 500/345 kV de Minas Gerais, ver. 116, a seguir:	Situação:
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Restabelecimento da LT1 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1 no sentido preferencial, a partir da SE Bom Despacho 3:</li> </ul>	<i>SE Bom Despacho 3:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Tensão igual ou inferior a 550 kV.</i></li> </ul>	Precondição não atendida em função da tensão superior a 550 kV no barramento da SE Bom Despacho 3.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Restabelecimento da LT1 500 kV Bom Despacho 3 – Neves 1 no sentido inverso, a partir da SE Neves 1:</li> </ul>	<i>SE Neves 1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Tensão igual ou inferior a 550 kV.</i></li> </ul>	Precondição atendida.



Cenário 3: a Tabela 5-5 traz o detalhamento do cenário 3 e as Figura 5-13 e Figura 5-14 trazem os diagramas unifilares das subestações Neves 1 e da malha de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV), respectivamente.

**Tabela 5-5 Detalhamento do Cenário 3.**

<b>Contexto</b>		<b>Desarme do autotransformador ATR T1 500/345 kV 400MVA da SE Neves 1</b>
<b>Consequências adicionais</b>	Sobrecarga seguida de desarme do ATR T2 500/345 kV da SE Neves 1, e atuação do ECE <sup>13</sup> da SE Neves 1 abrindo os disjuntores da LT 345 kV Barreiro 1 – Neves 1. A configuração resultante da subestação fez com que as LTs 345 kV Neves 1 – Sete Lagoas 4, LT 345 kV Neves 1 – Taquaril ficassem energizadas à vazio.	
<b>Quantidade de disjuntores abertos</b>	SE Neves 1: 8 disjuntores de 500 kV e 6 disjuntores de 345 kV (terminais de linhas e de transformadores)	
<b>Proteções atuadas</b>	Relé Buchholz (63) do ATR T1	
<b>Bloqueios atuados</b>	Bloqueio do ATR T1	
<b>Regras de proteção acionadas (conforme Tabela 4-6)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ATR T1 500/345 kV 400MVA – SE Neves 1: PG83, PBL86;</li> <li>• ATR T2 500/345 kV 400MVA – SE Neves 1: PST51.</li> </ul>	
<b>Detalhamento das precondições:</b>	Conforme itens 3.19, 3.35, 3.36 e 4.25 da IO-PM.SE.5MG – Preparação para Manobras na Área 500/345 kV de Minas Gerais, ver. 116, a seguir:	Situação:
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Restabelecimento do ATR T1 500/345 kV 400MVA no sentido preferencial, pelo lado de 345 kV:</b></li> </ul>	<i>SE Neves 1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Os reatores do terciário do respectivo autotransformador deverão estar desligados.</i></li> <li>• <i>Tensão menor ou igual a 362 kV</i></li> </ul>	Precondição não atendida em função de os reatores mencionados estarem ligados. Equipamento com bloqueio
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Restabelecimento do ATR T2 500/345 kV 400MVA no sentido preferencial, pelo lado de 345 kV:</b></li> </ul>	<i>SE Neves 1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Os reatores do terciário do respectivo autotransformador deverão estar desligados.</i></li> <li>• <i>Tensão menor ou igual a 362 kV.</i></li> </ul>	Precondição não atendida em função de os reatores mencionados estarem ligados.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Restabelecimento da LT 345 kV Barreiro 1 – Neves 1 no sentido inverso, a partir da SE Barreiro 1:</b></li> </ul>	<i>SE Barreiro 1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>A tensão de pré-energização deve ser igual ou inferior a 362 kV.</i></li> <li>• <i>Configuração mínima na SE</i></li> <li>• <i>Uma LT de 345 kV ou de 500 kV em operação.</i></li> </ul>	Precondição atendida.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Restabelecimento da LT 345 kV Neves 1 – Sete Lagoas 4 no sentido preferencial, a partir da Sete Lagoas 4:</b></li> </ul>	<i>SE Sete Lagoas 4:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>337 kV ≤ Tensão pré-manobra na SE Sete Lagoas 4 ≤ 356 kV;</i></li> <li>• <i>Tensão pré-manobra na SE Neves 1 ≤ 361 kV.</i></li> </ul>	Precondição atendida.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Restabelecimento da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril no sentido preferencial, a partir da SE Taquaril:</b></li> </ul>	<i>SE Taquaril:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>A tensão de pré-energização deve ser igual ou inferior a 362 kV devendo ser atendida a seguinte configuração mínima:</i></li> <li>• <i>Uma LT de 345 kV em operação na SE Taquaril.</i></li> <li>• <i>Um transformador 345-138 kV-225 MVA ou 345/230 kV - 225 MVA com carga na SE Taquaril.</i></li> </ul>	Precondição atendida.

<sup>13</sup> ECE: Esquema de Controle de Emergência. Conforme IO-EE.SE.5MG Esquemas Especiais na Área 500/345kV de Minas Gerais.

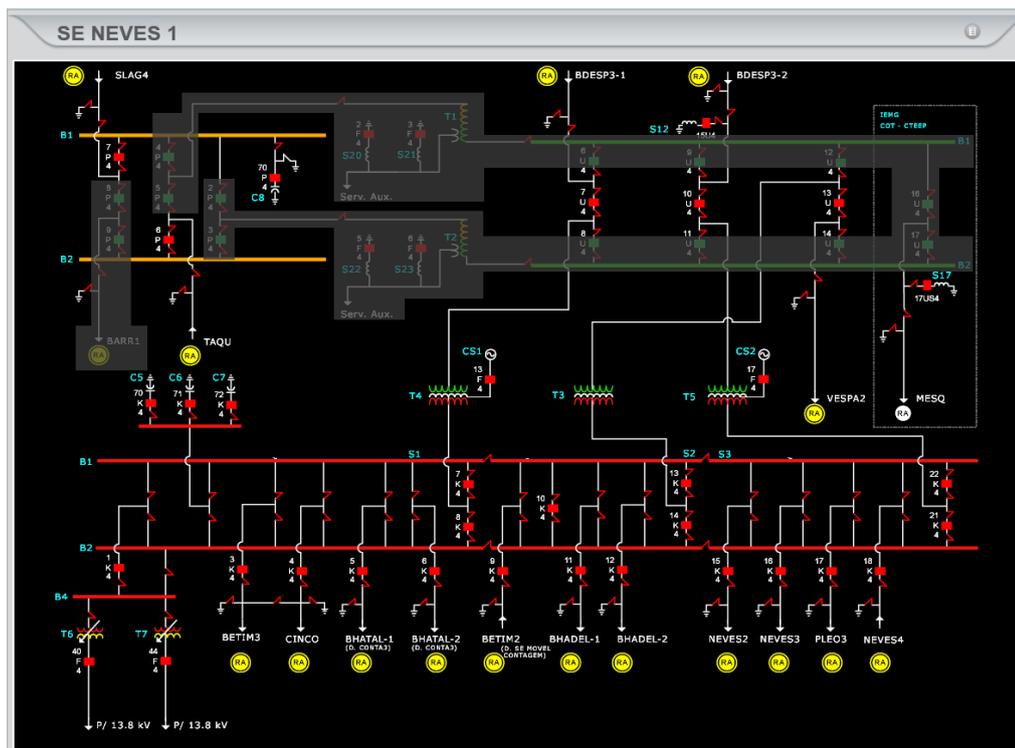


Figura 5-13 Diagrama unifilar da SE Neves 1, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 3 - disjuntores dos autotransformadores ATR1 e ATR2, 500/345 kV 400MVA abertos, e desligamento da LT 345 kV Neves 1 – Barreiro 1 por atuação do ECE da SE Neves 1.

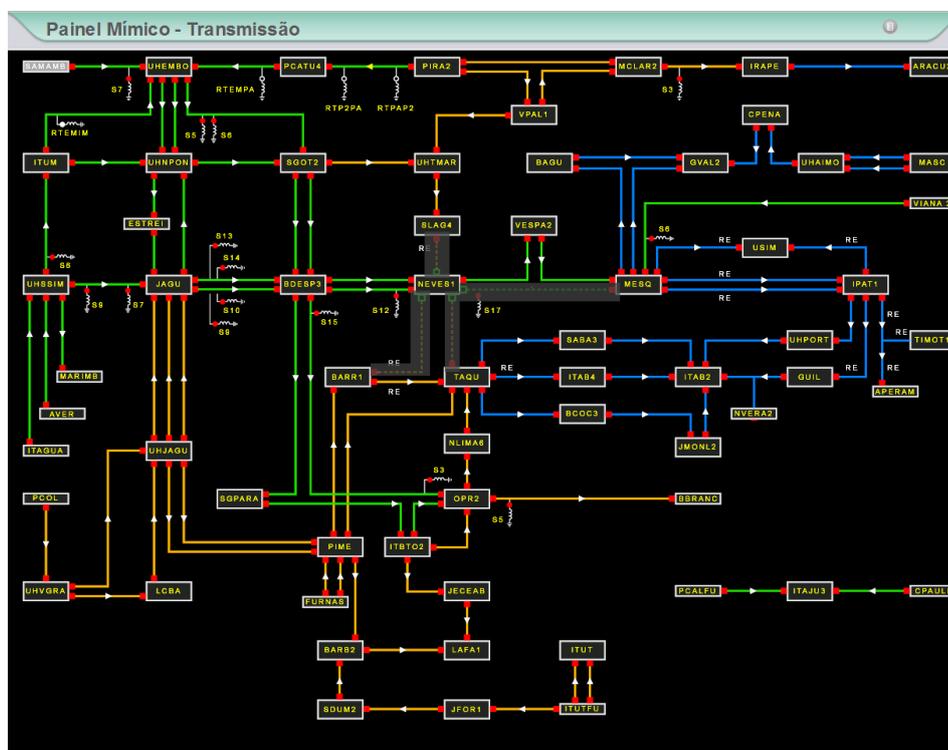


Figura 5-14 Diagrama unifilar da malha de transmissão, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 3 – LT 345 kV Neves 1 – Sete Lagoas 4, LT 345 kV Barreiro 1 – Neves 1, LT 345 kV Neves 1 – Taquaril e LT 500 kV Mesquita – Neves 1 energizadas em vazio.

Cenário 4: a Tabela 5-6 traz o detalhamento do cenário 4 e as Figura 5-15 e Figura 5-16 trazem os diagramas unifilares das subestações Neves 1 e da malha de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV), respectivamente.

**Tabela 5-6 Detalhamento do Cenário 4.**

Contexto		Desarme do barramento de 345 kV da SE Barreiro 1
<b>Consequências adicionais</b>	Desligamento dos 6 autotransformadores que alimentam cargas de 138 kV a partir da SE Barreiro 1, com interrupção de carga na Malha Metropolitana de Belo Horizonte da ordem de 300 MW, e sobretensão da ordem de 365 kV na SE Pimenta.	
<b>Quantidade de disjuntores abertos</b>	SE Barreiro 1: 11 disjuntores de 345 kV e 6 disjuntores de 138 kV (terminais de linhas e de transformadores)	
<b>Proteções atuadas</b>	Proteção diferencial do barramento de 345 kV da SE Barreiro 1	
<b>Bloqueios atuados</b>	Bloqueio do barramento de 345 kV da SE Barreiro 1	
<b>Regras de proteção acionadas (conforme Tabela 4-6)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Barramento 345 kV – SE Barreiro 1: PDIF87, PBL86.</li> </ul>	
<b>Detalhamento das precondições:</b>	Conforme itens 3.19, 3.20 e 3.21 da IO-PM.SE.5MG – Preparação para Manobras na Área 500/345 kV de Minas Gerais, ver. 116, a seguir:	Situação:
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Restabelecimento da LT 345 kV Barreiro 1 – Neves 1 no sentido preferencial, a partir da SE Neves 1:</b></li> </ul>	<i>SE Neves 1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>A tensão de pré-energização deve ser igual ou inferior a 362 kV.</li> <li>Configuração mínima na SE: Uma LT de 345 kV ou de 500 kV em operação.</li> </ul>	Precondição atendida;
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Restabelecimento da LT 345 kV Barreiro 1 – Pimenta no sentido preferencial, a partir da SE Pimenta:</b></li> </ul>	<i>SE Pimenta:</i> Tensão de pré-energização dependente das configurações a seguir. <ol style="list-style-type: none"> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 349 kV com a LT 345 kV Furnas / Pimenta C1 e/ou C2 e uma das LTs 345 kV Jaguará / Pimenta em operação e interligadas entre si.</li> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 349 kV com apenas as LTs 345 kV Jaguará / Pimenta em operação e interligadas entre si.</li> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV com a LT 345 kV Furnas / Pimenta C1 e/ou C2, uma das LTs 345 kV Jaguará / Pimenta e outra LT de 345 kV na SE Pimenta em operação e interligadas entre si.</li> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV com apenas a LT 345 kV Furnas / Pimenta C1 e/ou C2 em operação, devendo estar em operação a seguinte configuração mínima: <ul style="list-style-type: none"> <li>4 unidades geradoras na UHE Luiz Carlos Barreto.</li> <li>6 unidades geradoras na UHE Mascarenhas de Moraes.</li> <li>4 unidades geradoras na UHE FURNAS.</li> <li>2 LTs 345 kV Adrianópolis / Itutinga.</li> </ul> </li> </ol>	Precondição não atendida devido à tensão superior a 362 kV no barramento da SE Pimenta.
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Restabelecimento da LT 345 kV Barreiro 1 – Taquaril no sentido inverso, a partir da SE Taquaril:</b></li> </ul>	<i>SE Taquaril:</i> Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV com a seguinte configuração mínima: <ul style="list-style-type: none"> <li>Uma LT de 345 kV na SE Taquaril em operação.</li> <li>Um transformador 345/138 kV - 225 MVA ou 345/230 kV - 225 MVA com carga na SE Taquaril.</li> </ul>	Precondição atendida;
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Restabelecimento do ATR T1 345/138 kV 150MVA no sentido inverso, pelo lado de 345 kV</b></li> </ul>	<i>SE Barreiro 1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV</li> <li>Colocar ATR T1 no mesmo tape do(s) ATR(s) remanescente(s)</li> </ul>	Precondição atendida;

## Contexto

## Desarme do barramento de 345 kV da SE Barreiro 1

<ul style="list-style-type: none"> <li>Restabelecimento do ATR T2 345/138 kV 150MVA no sentido inverso, pelo lado de 345 kV</li> </ul>	<i>SE Barreiro1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV</li> <li>Colocar ATR T2 no mesmo tape do(s) ATR(s) remanescente(s)</li> <li>Desligar reatores e compensador síncrono do terciário</li> </ul>	Precondição não atendida devido ao estado dos reatores S1 e S2
<ul style="list-style-type: none"> <li>Restabelecimento do ATR T3 345/138 kV 150MVA no sentido inverso, pelo lado de 345 kV</li> </ul>	<i>SE Barreiro1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV</li> <li>Colocar ATR T3 no mesmo tape do(s) ATR(s) remanescente(s)</li> </ul>	Precondição atendida;
<ul style="list-style-type: none"> <li>Restabelecimento do ATR T4 345/138 kV 150MVA no sentido inverso, pelo lado de 345 kV</li> </ul>	<i>SE Barreiro1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV</li> <li>Colocar ATR T4 no mesmo tape do(s) ATR(s) remanescente(s)</li> </ul>	Precondição atendida;
<ul style="list-style-type: none"> <li>Restabelecimento do ATR T5 345/138 kV 150MVA no sentido preferencial, pelo lado de 345 kV</li> </ul>	<i>SE Barreiro1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV</li> <li>Colocar ATR T5 no mesmo tape do ATR T6 (Se ATR T6 estiver ligado)</li> <li>Colocar ATR T5 na posição 17 (Se ATR T6 estiver desligado)</li> </ul>	Precondição atendida;
<ul style="list-style-type: none"> <li>Restabelecimento do ATR T6 345/138 kV 150MVA no sentido preferencial, pelo lado de 345 kV</li> </ul>	<i>SE Barreiro1:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tensão de pré-energização igual ou inferior a 362 kV</li> <li>Colocar ATR T6 no mesmo tape do ATR T5 (Se ATR T5 estiver ligado)</li> <li>Colocar ATR T6 na posição 17 (Se ATR T5 estiver desligado)</li> </ul>	Precondição atendida;

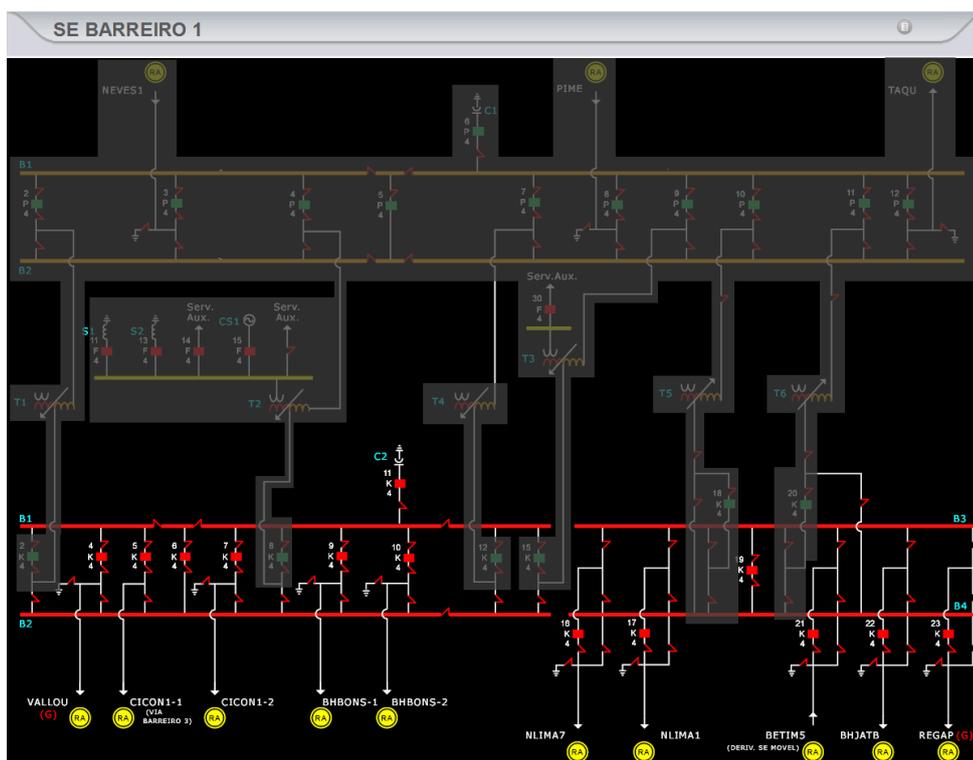
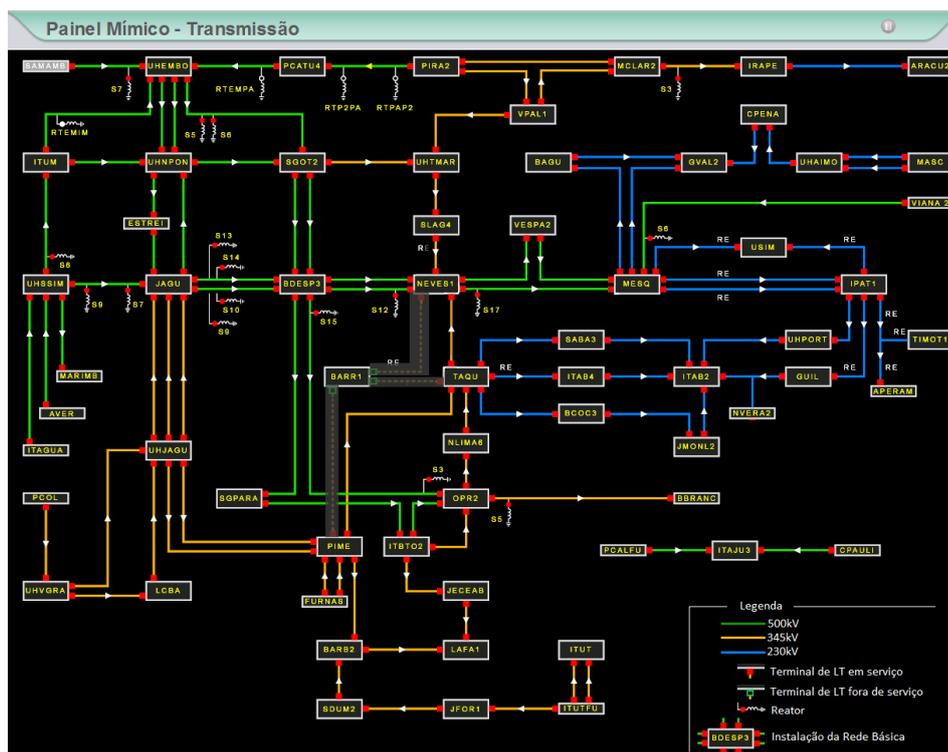


Figura 5-15 Diagrama unifilar da SE Barreiro 1, ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 4 - disjuntores do barramento abertos.



**Figura 5-16** Diagrama unifilar da malha de transmissão (instalações com tensão igual ou superior a 230 kV), ilustrando a configuração resultante depois de iniciada a simulação do Cenário 4: LT 345 kV Barreiro 1 - Taquaril, LT 345 kV Barreiro 1 – Neves 1 e LT 345 kV Barreiro 1 – Pimenta energizadas em vazio.

Para possibilitar a execução das simulações, foram previamente modeladas no PRECOND as regras (análise de proteções e condições) para os equipamentos relacionados na Tabela 5-7.

**Tabela 5-7** Relação de equipamentos previamente modelados no PRECOND para as simulações. As letras a, b, c, d correspondem aos tipos de condições existentes para os respectivos equipamentos: (a) tensão máxima / tensão mínima; equipamentos ligados / equipamento desligados; topologia mínima requerida; carregamento máximo / carregamento mínimo.

Equipamento	Tensão (kV)	Regras de proteção acionadas (conforme Tabela 4-6)	a	b	c	d
Autotransformador T1 500/345 kV (SE Neves 1)	500/345	PG83, PBL86	x	x		
Autotransformador T2 500/345 kV (SE Neves 1)	500/345	PST51	x	x		
Autotransformador T3 500/345 kV (SE Neves 1)	500/345		x			
Autotransformador T4 500/345 kV (SE Neves 1)	500/345		x	x		
Autotransformador T5 500/345 kV (SE Neves 1)	500/345		x	x		
LT 500 kV Neves 1 - Vespasiano 2	500		x		x	x
LT1 500 kV Bom Despacho 3 - Neves 1	500	PD21Z1, PSDN67, PT77, PT85	x			
LT2 500 kV Bom Despacho 3 - Neves 1	500	PT77, PT85, PBL86	x			
LT 345 kV Barreiro 1 - Neves 1	345		x		x	
LT 345 kV Neves 1 - Taquaril	345		x		x	
LT 345 kV Neves 1 - Sete Lagoas 4	345		x		x	
LT 345 kV Barreiro 1 - Pimenta	345		x		x	

Equipamento	Tensão (kV)	Regras de proteção acionadas			
		(conforme Tabela 4-6)			
		a	b	c	d
LT 345 kV Barreiro 1 - Taquaril	345	x		x	
Transformador T1 345/138 kV (SE Barreiro 1)	345/138	x			
Transformador T2 345/138 kV (SE Barreiro 1)	345/138	x	x		
Transformador T3 345/138 kV (SE Barreiro 1)	345/138	x			
Transformador T4 345/138 kV (SE Barreiro 1)	345/138	x			
Transformador T5 345/138 kV (SE Barreiro 1)	345/138	x		x	
Transformador T6 345/138 kV (SE Barreiro 1)	345/138	x		x	
LT 345 kV Nova Lima 6 - Taquaril	345	x		x	x
LT 345 kV Pimenta - Taquaril	345			x	x
Transformador T1 345/230 kV (SE Taquaril)	345/230	x	x		
Transformador T2 345/230 kV (SE Taquaril)	345/230	x	x		
Transformador T3 345/138 kV (SE Taquaril)	345/230	x			
Transformador T4 345/138 kV (SE Taquaril)	345/230	x			
Transformador T5 345/230 kV (SE Taquaril)	345/230	x			
Transformador T6 345/230 kV (SE Taquaril)	345/230	x			
LT 230 kV Itabira 4 - Taquaril	230	x			
LT 230 kV Sabará 3 - Taquaril	230	x		x	
LT 230 kV Barão de Cocais 3 - Taquaril	230	x		x	

### 5.3.3. Validação do módulo de execução automática das manobras de restabelecimento

Em uma perturbação real, a execução de comandos de restabelecimento se inicia no instante após a verificação das precondições para tal, nos casos em que se tem autonomia perante o ONS. Desta forma, a validação do módulo de execução automática das manobras de restabelecimento se dá a partir dos mesmos cenários definidos no item 5.3.2, apresentados na Figura 5-8, utilizados para validação do módulo de avaliação de precondições.

O objetivo dos testes é confirmar se o PRECOND é capaz de analisar a topologia do sistema elétrico de transmissão no qual está inserido o equipamento que se deseja restabelecer, definindo as ações necessárias perante as diversas condições e possibilidades existentes (discutidas no item 4.3), estabelecendo assim a ordem adequada para envio dos telecomandos de fechamento de disjuntores, conforme previsto nas instruções de Preparação para Manobras.

Desta forma, as Tabela 5-8, Tabela 5-9, Tabela 5-10 e Tabela 5-11 apresentam as condições gerais (topologia dos terminais, sentido de energização, permissão para energização em sentido inverso e outras condições de contorno) sob as quais são realizados os testes de execução de restabelecimento para os cenários de 1 a 4, respectivamente.

Tabela 5-8 Considerações para a execução dos testes de restabelecimento do Cenário 1.

LT 345kV Pimenta – Taquaril							
Topologia (Pimenta)	Terminal	DE	Barra dupla + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-9	Topologia PARA (Taquaril)	Terminal	DE	Barra dupla + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-10
Disjuntor DE 1			PIME_9P4	Disjuntor PARA 1			TAQU 10P4
Disjuntor DE 2			Não se aplica	Disjuntor PARA 2			Não se aplica
Disjuntor DE Transferência			PIME 7P4	Disjuntor PARA Transferência			TAQU 6P4
Sentido de Energização		De SE Pimenta para SE Taquaril					
Sentido Inverso		Permitido					
Condições de contorno do teste		Disjuntores de ambos os terminais abertos e em condições normais					

Tabela 5-9 Considerações para a execução dos testes de restabelecimento do Cenário 2.

LT1 500kV Bom Despacho 3 – Neves 1							
Topologia (Bom Despacho 3)	Terminal	DE	Barra dupla com disjuntor e meio, conforme Figura 5-11	Topologia PARA (Neves 1)	Terminal	DE	Barra dupla com disjuntor e meio, conforme Figura 5-12
Disjuntor DE 1			BDESP3_9U4	Disjuntor PARA 1			NEVES1_6U4
Disjuntor DE 2			BDESP3_10U4	Disjuntor PARA 2			NEVES1_7U4
Disjuntor DE Transferência			Não se aplica	Disjuntor PARA Transferência			Não se aplica
Sentido de Energização		De SE Bom Despacho 3 para SE Neves 1					
Sentido Inverso		Permitido					
Condições de contorno do teste		Disjuntor NEVES1_6U4 isolado.					
LT2 500kV Bom Despacho 3 – Neves 1							
Topologia (Bom Despacho 3)	Terminal	DE	Barra dupla com disjuntor e meio, conforme Figura 5-11	Topologia PARA (Neves 1)	Terminal	DE	Barra dupla com disjuntor e meio, conforme Figura 5-12
Disjuntor DE 1			BDESP3_12U4	Disjuntor PARA 1			NEVES1_9U4
Disjuntor DE 2			BDESP3_13U4	Disjuntor PARA 2			NEVES1_10U4
Disjuntor DE Transferência			Não se aplica	Disjuntor PARA Transferência			Não se aplica
Sentido de Energização		De SE Bom Despacho 3 para SE Neves 1					
Sentido Inverso		Permitido					
Condições de contorno do teste		Disjuntor NEVES1_10U4 isolado.					

Tabela 5-10 Considerações para a execução dos testes de restabelecimento do Cenário 3.

SE Neves 1, ATR T2 500/345kV 400MVA							
Topologia (Neves 1, 500kV)	Terminal	DE	Conectado diretamente ao barramento, conforme Figura 5-13	Topologia PARA (Neves 1, 345kV)	Terminal	DE	Barra dupla com disjuntor e meio, conforme Figura 5-13
Disjuntor DE 1			NEVES1_8U4	Disjuntor PARA 1			NEVES1_2P4
Disjuntor DE 2			NEVES1_11U4	Disjuntor PARA 2			NEVES1_3P4
Disjuntor DE Transferência			Não se aplica	Disjuntor PARA Transferência			Não se aplica
Sentido de Energização		Do lado de 345kV para o lado de 500kV					
Sentido Inverso		Permitido					
Condições de contorno do teste		No lado de alta tensão, o transformador é ligado direto ao barramento de 500kV. Neste caso, considere-se na topologia do equipamento apenas os disjuntores NEVES1_8U4 e NEVES1_11U4, deixando de fora os disjuntores NEVES1_14U4 e NEVES1_17U4.					
LT 345kV Barreiro 1 – Neves 1							
Topologia (Barreiro 1)	Terminal	DE	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	Topologia PARA (Neves 1)	Terminal	DE	Barra dupla com disjuntor e meio, conforme Figura 5-13
Disjuntor DE 1			BARR1_3P4	Disjuntor PARA 1			NEVES1_9P4
Disjuntor DE 2			Não se aplica	Disjuntor PARA 2			NEVES1_8P4
Disjuntor DE Transferência			BARR1_5P4	Disjuntor PARA Transferência			Não se aplica
Sentido de Energização		De SE Neves 1 para SE Barreiro 1					
Sentido Inverso		Permitido					
Condições de contorno do teste		Abertura somente no terminal da SE Neves 1					

Tabela 5-11 Considerações para a execução dos testes de restabelecimento do Cenário 4.

<b>LT 345kV Barreiro 1 – Pimenta</b>			
<b>Topologia Terminal DE (Barreiro 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	<b>Topologia Terminal PARA (Pimenta)</b>	Barra dupla + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-9
<b>Disjuntor DE 1</b>	BARR1_8P4	<b>Disjuntor PARA 1</b>	PIME_9P4
<b>Disjuntor DE 2</b>	Não se aplica	<b>Disjuntor PARA 2</b>	Não se aplica
<b>Disjuntor DE Transferência</b>	BARR1_5P4	<b>Disjuntor PARA Transferência</b>	PIME_7P4
<b>Sentido de Energização</b>	De SE Pimenta para SE Barreiro 1		
<b>Sentido Inverso</b>	Permitido		
<b>Condições de contorno do teste</b>	Disjuntores de ambos os terminais abertos e em condições normais		
<b>LT 345kV Barreiro 1 – Taquaril</b>			
<b>Topologia Terminal DE (Barreiro 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	<b>Topologia Terminal PARA (Neves 1)</b>	Barra dupla + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-10
<b>Disjuntor DE 1</b>	BARR1_12P4	<b>Disjuntor PARA 1</b>	TAQU_2P4
<b>Disjuntor DE 2</b>	Não se aplica	<b>Disjuntor PARA 2</b>	Não se aplica
<b>Disjuntor DE Transferência</b>	BARR1_5P4	<b>Disjuntor PARA Transferência</b>	TAQU_6P4
<b>Sentido de Energização</b>	De SE Barreiro 1 para SE Taquaril		
<b>Sentido Inverso</b>	Permitido		
<b>Condições de contorno do teste</b>	Abertura somente no terminal da SE Taquaril		
<b>LT 345kV Barreiro 1 – Neves 1</b>			
<b>Topologia Terminal DE (Barreiro 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	<b>Topologia Terminal PARA (Neves 1)</b>	Barra dupla com disjuntor e meio, conforme Figura 5-13
<b>Disjuntor DE 1</b>	BARR1_3P4	<b>Disjuntor PARA 1</b>	NEVES1_9P4
<b>Disjuntor DE 2</b>	Não se aplica	<b>Disjuntor PARA 2</b>	NEVES1_8P4
<b>Disjuntor DE Transferência</b>	BARR1_5P4	<b>Disjuntor PARA Transferência</b>	Não se aplica
<b>Sentido de Energização</b>	De SE Neves 1 para SE Barreiro 1		
<b>Sentido Inverso</b>	Permitido		
<b>Condições de contorno do teste</b>	Disjuntores de ambos os terminais abertos e em condições normais		
<b>SE Barreiro 1, ATR T1 345/138kV 150MVA</b>			
<b>Topologia Terminal DE (Barreiro 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	<b>Topologia Terminal PARA (Neves 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15
<b>Disjuntor DE 1</b>	BARR1_2P4	<b>Disjuntor PARA 1</b>	BARR1_2K4
<b>Disjuntor DE 2</b>	Não se aplica	<b>Disjuntor PARA 2</b>	Não se aplica
<b>Disjuntor DE Transferência</b>	BARR1_5P4	<b>Disjuntor PARA Transferência</b>	BARR1_6K4
<b>Sentido de Energização</b>	Do lado de 138kV para o lado de 345kV		
<b>Sentido Inverso</b>	Permitido		
<b>Condições de contorno do teste</b>	Disjuntores de ambos os terminais abertos e em condições normais		
<b>SE Barreiro 1, ATR T2 345/138kV 150MVA</b>			
<b>Topologia Terminal DE (Barreiro 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	<b>Topologia Terminal PARA (Neves 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15
<b>Disjuntor DE 1</b>	BARR1_4P4	<b>Disjuntor PARA 1</b>	BARR1_8K4
<b>Disjuntor DE 2</b>	Não se aplica	<b>Disjuntor PARA 2</b>	Não se aplica
<b>Disjuntor DE Transferência</b>	BARR1_5P4	<b>Disjuntor PARA Transferência</b>	BARR1_6K4
<b>Sentido de Energização</b>	Do lado de 138kV para o lado de 345kV		
<b>Sentido Inverso</b>	Permitido		
<b>Condições de contorno do teste</b>	Disjuntores de ambos os terminais abertos e em condições normais		

<b>SE Barreiro 1, ATR T3 345/138kV 150MVA</b>				
<b>Topologia Terminal DE (Barreiro 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	<b>Topologia Terminal PARA (Neves 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	
<b>Disjuntor DE 1</b>	BARR1_9P4	<b>Disjuntor PARA 1</b>	BARR1_15K4	
<b>Disjuntor DE 2</b>	Não se aplica	<b>Disjuntor PARA 2</b>	Não se aplica	
<b>Disjuntor DE Transferência</b>	BARR1_5P4	<b>Disjuntor PARA Transferência</b>	BARR1_6K4	
<b>Sentido de Energização</b>	Do lado de 138kV para o lado de 345kV			
<b>Sentido Inverso</b>	Permitido			
<b>Condições de contorno do teste</b>	Disjuntor do lado de alta tensão transferido.			
<b>SE Barreiro 1, ATR T4 345/138kV 150MVA</b>				
<b>Topologia Terminal DE (Barreiro 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	<b>Topologia Terminal PARA (Neves 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	
<b>Disjuntor DE 1</b>	BARR1_7P4	<b>Disjuntor PARA 1</b>	BARR1_12K4	
<b>Disjuntor DE 2</b>	Não se aplica	<b>Disjuntor PARA 2</b>	Não se aplica	
<b>Disjuntor DE Transferência</b>	BARR1_5P4	<b>Disjuntor PARA Transferência</b>	BARR1_6K4	
<b>Sentido de Energização</b>	Do lado de 138kV para o lado de 345kV			
<b>Sentido Inverso</b>	Permitido			
<b>Condições de contorno do teste</b>	Disjuntores de ambos os terminais abertos e em condições normais			
<b>SE Barreiro 1, ATR T5 345/138kV 375MVA</b>				
<b>Topologia Terminal DE (Barreiro 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	<b>Topologia Terminal PARA (Neves 1)</b>	Barra Dupla + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	
<b>Disjuntor DE 1</b>	BARR1_10P4	<b>Disjuntor PARA 1</b>	BARR1_18K4	
<b>Disjuntor DE 2</b>	Não se aplica	<b>Disjuntor PARA 2</b>	Não se aplica	
<b>Disjuntor DE Transferência</b>	BARR1_5P4	<b>Disjuntor PARA Transferência</b>	BARR1_19K4	
<b>Sentido de Energização</b>	Do lado de 345kV para o lado de 138kV			
<b>Sentido Inverso</b>	Permitido			
<b>Condições de contorno do teste</b>	Disjuntor do lado de baixa tensão transferido.			
<b>SE Barreiro 1, ATR T6 345/138kV 375MVA</b>				
<b>Topologia Terminal DE (Barreiro 1)</b>	Barra Simples + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	<b>Topologia Terminal PARA (Neves 1)</b>	Barra Dupla + Disjuntor de transferência, conforme Figura 5-15	
<b>Disjuntor DE 1</b>	BARR1_11P4	<b>Disjuntor PARA 1</b>	BARR1_20K4	
<b>Disjuntor DE 2</b>	Não se aplica	<b>Disjuntor PARA 2</b>	Não se aplica	
<b>Disjuntor DE Transferência</b>	BARR1_5P4	<b>Disjuntor PARA Transferência</b>	BARR1_19K4	
<b>Sentido de Energização</b>	Do lado de 345kV para o lado de 138kV			
<b>Sentido Inverso</b>	Permitido			
<b>Condições de contorno do teste</b>	Disjuntores de ambos os terminais abertos e em condições normais			

O resultado das simulações mostra detalhadamente o tempo transcorrido entre o início e o término do processo de execução de comandos, para cada comando enviado. Há de se considerar que os intervalos de tempo em questão referem-se tanto ao processamento do PRECOND quanto ao processamento do EMS/SCADA.

Por fim, outras simulações são apresentadas na sequência para ilustrar o comportamento do PRECOND diante de questões impeditivas para a execução de comandos, tais como a

existência de telemedições não confiáveis, a indicação de atividades de manutenção em curso no equipamento, situações anormais, ou ainda falha na execução de algum comando.

## **5.4. Resultados**

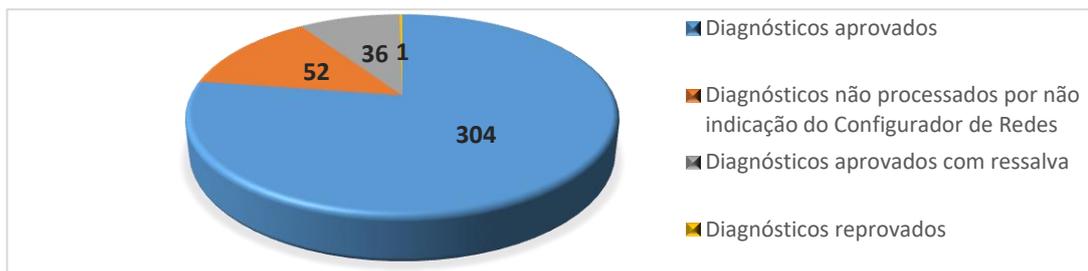
A apresentação dos resultados é feita individualmente para cada um dos módulos apresentados, de acordo com as respectivas dinâmicas de simulação propostas no item 5.3.

### **5.4.1. Módulo de Identificação e Caracterização da Perturbação**

Conforme descrito no item 5.2, uma amostra aleatória de 211 eventos, contendo 393 subeventos, pertencentes ao histórico de perturbações ocorridas entre os anos de 2015 e 2016 no sistema elétrico de geração e transmissão operado pela Cemig GT foi individualmente comparada com as informações contidas no RDO. A Tabela 5-12 traz os resultados desta avaliação, para os quais se fazem as seguintes considerações:

- Para 304 subeventos (77,4% da amostragem), verificou-se total convergência com as informações registradas pelos operadores.
- Para 52 subeventos (13,2% da amostragem), o configurador de redes não sinalizou a mensagem “equipamento fora de serviço”, a qual é fundamental para que o PRECOND inicie todo o processo de avaliação. A grande maioria destes eventos está associada a perturbações em linhas de transmissão nas quais há a atuação satisfatória do esquema de religamento automático, de tal forma que nem o próprio estimador de estados identificou ocorrência de erro topológico.
- Para os 36 subeventos (9,2% da amostragem) considerados “satisfatório com ressalva” foi verificada qual função de proteção deixou de sinalizar. A Tabela 5-13 traz mais detalhes acerca desta avaliação.
- Houve apenas 1 (um) subevento (0,3% da amostragem) cujo diagnóstico foi considerado “insatisfatório” devido a falha no processamento do PRECOND.

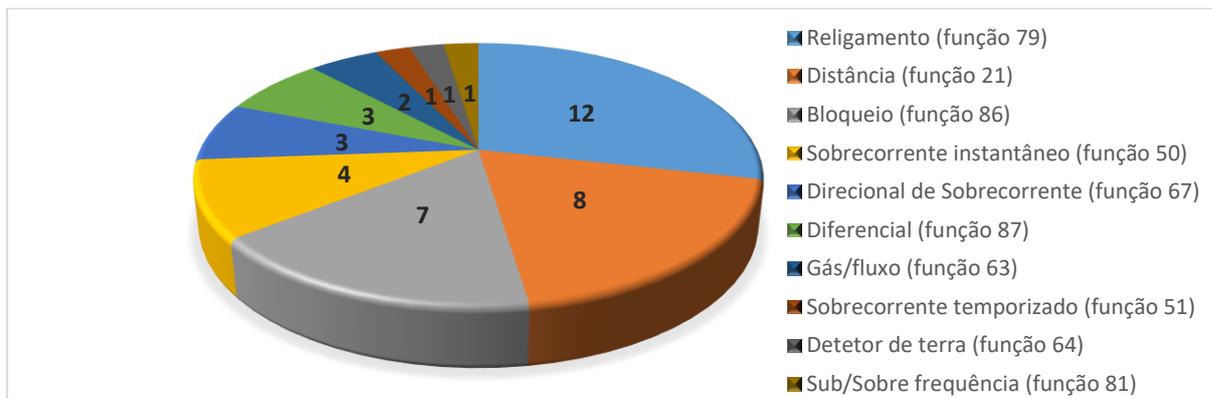
**Tabela 5-12 Resultado da avaliação realizada pelo PRECOND para a amostragem de eventos/subeventos extraída do histórico de perturbações dos anos de 2015 e 2016.**



Diagnósticos	Total de Eventos	Representatividade %
Aprovados	304	77,4%
Não processados (Configurador de Redes)	52	13,2%
Aprovados com ressalva	36	9,2%
Reprovados	1	0,3%

A Tabela 5-13 traz o detalhamento das funções de proteção que deixaram de sinalizar no EMS/SCADA, justificando assim os diagnósticos “satisfatório com ressalva”. Alguns eventos/subeventos tiveram mais de uma falta de sinalização.

**Tabela 5-13 Detalhamento dos eventos/subeventos aprovados com ressalva, detalhando quais funções de proteção deixaram de sinalizar no EMS/SCADA.**



Função de proteção	Quantidade de falhas
Religamento (função 79)	12
Distância (função 21)	8
Bloqueio (função 86)	7
Sobrecorrente instantâneo (função 50)	4
Direcional de Sobrecorrente (função 67)	3
Diferencial (função 87)	3
Gás/fluxo (função 63)	2
Sobrecorrente temporizado (função 51)	1
Detector de terra (função 64)	1
Sub/Sobre frequência (função 81)	1

De forma geral, a falta de informações ocorre com maior frequência em instalações mais antigas, que utilizam relés de proteção eletromecânicos.

A principal conclusão obtida nesta etapa refere-se ao fato de o PRECOND ter processado corretamente 99,7% dos eventos/subeventos analisados. O único evento reprovado se deu por conta da falta de padronização da mensagem do alarme. A falha em questão foi devidamente encaminhada para a área responsável pela definição de *tag* de alarmes e proteções.

#### 5.4.2. Módulo de Avaliação de Precondições

Neste item, são apresentados os resultados dos exercícios simulados discutidos no item anterior. São detalhados os tempos gastos pelos operadores para concluírem sobre a disponibilidade/ indisponibilidade dos equipamentos desligados em cada cenário apresentado, bem como sobre a situação das precondições de restabelecimento, primeiramente sem o auxílio do PRECOND e, na sequência, com o auxílio da ferramenta. As ações que se desencadeiam entre o início da perturbação e as conclusões mencionadas são decisivas para o sucesso do processo de restabelecimento. Este momento, que pode ser considerado como a “primeira reação” do operador, é crítico, tendo em vista diversos fatores envolvidos, dentre os quais se destacam:

- Possibilidade de haver carga interrompida e o conseqüente impacto social;
- Existência de equipamentos indisponíveis e o conseqüente impacto sobre a receita da empresa;
- Repercussão negativa da imagem da empresa perante a imprensa, consumidores e sociedade de forma geral;
- Efeito negativo nos indicadores de desempenho instituídos pela Agência reguladora;
- Risco de agravamento da perturbação no caso de decisões ou ações equivocadas;
- Impacto sobre a autoestima do empregado e da equipe, que se abala perante o risco de tomada de decisão ou ação equivocada.

A partir do início de cada simulado, o avaliador cronometra o tempo consumido para atingir os seguintes objetivos parciais:

**Objetivo 1 - Avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas:** esta é a primeira etapa do processo de restabelecimento, momento no qual o operador avalia e

toma conclusões acerca da extensão da perturbação, procurando identificar quais equipamentos desarmaram e suas respectivas proteções atuadas por meio do módulo de gerenciamento de alarmes do EMS e, conseqüentemente, concluindo sobre a disponibilidade ou indisponibilidade de cada equipamento.

**Objetivo 2 - Análise das precondições no sentido normal (ou preferencial):** nesta etapa, o operador acessa e interpreta os procedimentos operativos correspondentes ao restabelecimento do equipamento desligado, no sentido normal (ou preferencial), e conclui se as precondições estabelecidas estão atendidas ou não atendidas. Quando tais precondições estão atendidas, o operador passa a ter condições de prosseguir com a execução das manobras de restabelecimento.

**Objetivo 3 - Análise das precondições no sentido inverso (ou alternativo):** de forma geral, os procedimentos vigentes trazem alternativas para quando as precondições no sentido normal (ou preferencial) não estão atendidas. Neste caso, em vez de se iniciar o restabelecimento pelo terminal preferencial, inicia-se pelo outro terminal, depois de analisado outro conjunto de precondições.

As Tabela 5-14, Tabela 5-15, Tabela 5-16 e Tabela 5-17 apresentam, para cada um dos quatro cenários, o tempo gasto individualmente pelos 13 operadores que realizaram o simulado, para atingirem os três diferentes objetivos mencionados, e na última coluna, o valor total. Os tempos foram medidos em minutos, sem a necessidade de apurar os segundos. Para os objetivos alcançados em menos de 1 minuto, o tempo foi considerado “<1 minuto”.

Os tempos apresentados, de forma geral, representam bem o cotidiano do centro de operação. A ausência de uma ferramenta capaz de auxiliar os operadores na obtenção das informações necessárias para a tomada inicial de decisões após perturbações implica dispêndio considerável de tempo.

**Tabela 5-14 Cenário 1 – Sem auxílio do PRECOND.**

Operador n.	Tempo gasto para atingir o objetivo 1 na avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas (min)	Tempo gasto na análise das precondições no sentido normal (ou preferencial) (min)	Tempo gasto na análise das precondições no sentido inverso (ou alternativo) (min)	Tempo total aproximado gasto no simulado (min)
1	2	<1	1	3-4
2	1	2	1	4
3	<1	2	2	4-5
4	1	<1	4	5-6
5	1	<1	2	3-4
6	1	<1	3	4-5
7	1	1	1	3
8	1	2	3	6
9	1	1	2	4
10	1	1	3	5
11	<1	1	2	3-4
12	1	1	3	5
13	1	1	1	3

**Tabela 5-15 Cenário 2 – Sem auxílio do PRECOND.**

Operador n.	Tempo gasto na avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas (min)	Tempo gasto na análise das precondições no sentido normal (ou preferencial) (min)	Tempo gasto na análise das precondições no sentido inverso (ou alternativo) (min)	Tempo total aproximado gasto no simulado (min)
1	1	2	1	4
2	1	2	1	4
3	2	1	1	4
4	1	2	2	5
5	1	3	1	5
6	1	4	<1	5-6
7	1	1	1	3
8	1	1	1	3
9	1	2	2	5
10	1	2	2	5
11	1	1	<1	2-3
12	2	1	2	5
13	3	2	1	6

**Tabela 5-16 Cenário 3 – Sem auxílio do PRECOND.**

Operador n.	Tempo gasto na avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas (min)	Tempo gasto na análise das precondições no sentido normal (ou preferencial) (min)	Tempo gasto na análise das precondições no sentido inverso (ou alternativo) (min)	Tempo total aproximado gasto no simulado (min)
1	1	<1	2	3-4
2	1	1	2	4
3	1	<1	3	4-5
4	<1	<1	5	5-6
5	2	<1	1	3-4
6	1	<1	2	3-4
7	1	<1	1	2-3
8	1	<1	2	3-4
9	1	<1	2	3-4
10	1	<1	2	3-4
11	1	<1	1	2-3
12	1	<1	2	3-4
13	1	3	1	5

**Tabela 5-17 Cenário 4 – Sem auxílio do PRECOND.**

Operador n.	Tempo gasto na avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas (min)	Tempo gasto na análise das condições no sentido normal (ou preferencial) (min)	Tempo gasto na análise das condições no sentido inverso (ou alternativo) (min)	Tempo total aproximado gasto no simulado (min)
1	1	2	2	5
2	1	3	1	5
3	1	2	4	7
4	1	5	1	7
5	1	1	1	3
6	<1	2	1	3-4
7	1	1	1	3
8	1	2	1	4
9	2	6	1	9
10	1	3	1	5
11	1	3	2	6
12	1	3	1	5
13	1	1	1	3

A Tabela 5-18 apresenta, para os mesmos quatro cenários (com ligeiras alterações), o tempo gasto individualmente pelos 13 operadores que realizaram o simulado, para atingirem os objetivos mencionados, desta vez com auxílio do PRECOND.

**Tabela 5-18 Tempo total gasto para atingir os três objetivos, nos quatro cenários, com auxílio do PRECOND.**

Operador n.	Tempo total gasto para atingimento dos três objetivos: avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas, análise das condições no sentido normal (ou preferencial) e inverso (ou alternativo)			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
1	<1	<1	<1	<1
2	<1	<1	<1	<1
3	<1	<1	<1	<1
4	<1	<1	<1	<1
5	<1	<1	<1	<1
6	<1	<1	<1	<1
7	<1	<1	<1	<1
8	<1	<1	<1	<1
9	<1	<1	<1	<1
10	<1	<1	<1	<1
11	<1	<1	<1	<1
12	<1	<1	<1	<1
13	<1	<1	<1	<1

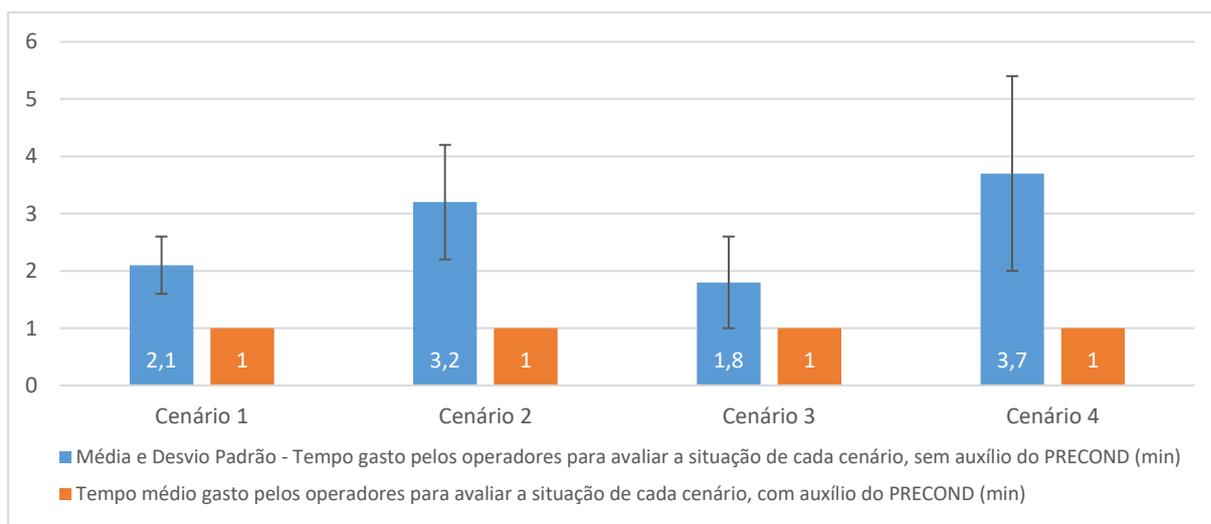
Conforme mostrado na Figura 5-1, o PRECOND exibe na tela principal (aba “Resumo”) todas as informações necessárias para os operadores tomarem suas primeiras decisões acerca do restabelecimento após perturbações. De fato, com o auxílio do PRECOND, o tempo total gasto por todos os operadores que participaram do simulado, para atingimento dos 3 objetivos, foi inferior a 1 minuto, o que destaca o potencial do trabalho apresentado nesta tese.

É importante ressaltar que quando a situação das condições em sentido normal (ou preferencial) é satisfatória, não há necessidade de avaliar as condições no sentido inverso

(ou alternativo). Desta forma, a Tabela 5-19 e a Figura 5-17 resumem, de forma comparativa, a média e o desvio padrão do tempo gasto pelos operadores com a avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas e análise das precondições no sentido normal (ou preferencial).

**Tabela 5-19 Comparação entre os tempos médios dispendidos pelos operadores durante a execução dos simulados, com e sem o auxílio do PRECOND, para avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas + análise das precondições no sentido normal (ou preferencial).**

	Média – Tempo gasto pelos operadores para avaliar a situação de cada cenário, sem auxílio do PRECOND (min)	Desvio padrão – Tempo gasto pelos operadores para avaliar a situação de cada cenário, sem auxílio do PRECOND (min)	Tempo médio gasto pelos operadores para avaliar a situação de cada cenário, com auxílio do PRECOND (min)
Cenário 1	2,1	0,5	<1
Cenário 2	3,2	1,0	<1
Cenário 3	1,8	0,8	<1
Cenário 4	3,7	1,7	<1

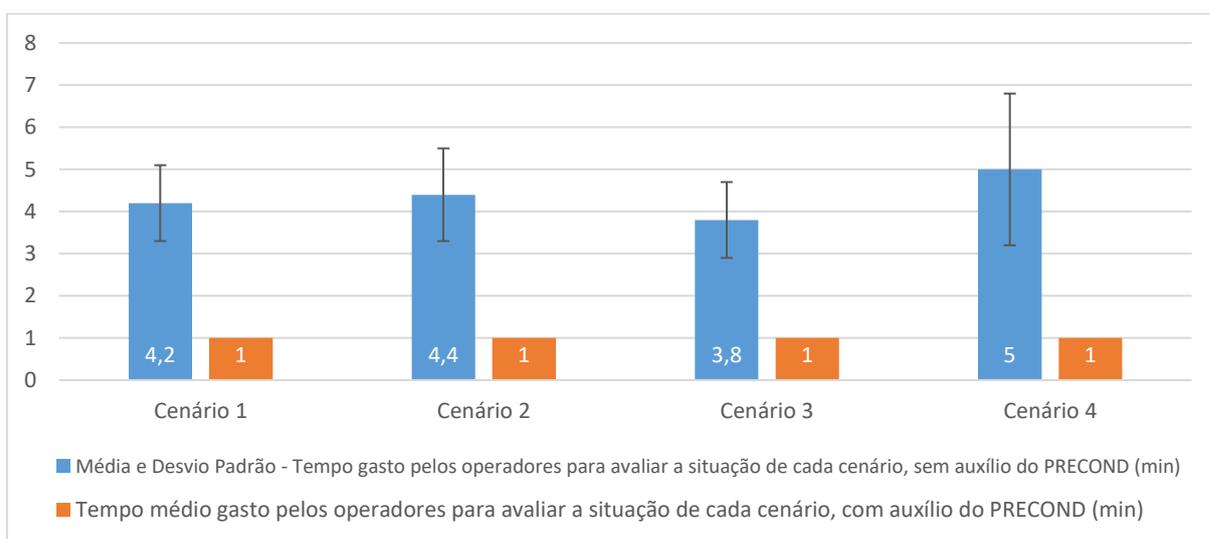


**Figura 5-17 Comparação entre os tempos médios dispendidos pelos operadores durante a execução dos simulados, com e sem o auxílio do PRECOND, para avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas + análise das precondições no sentido normal (ou preferencial).**

Para situações em que as precondições no sentido normal não estão atendidas, os operadores comunicam o ONS sobre essa situação e então avaliam as precondições no sentido inverso. A Tabela 5-20 compara, portanto, a média e o desvio padrão do tempo gasto pelos operadores com a avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas, análise das precondições no sentido normal (ou preferencial) e análise das precondições no sentido inverso (ou alternativo), resultados que são ilustrados na Figura 5-18.

**Tabela 5-20 Comparação entre os tempos médios dispendidos pelos operadores durante a execução dos simulados, com e sem o auxílio do PRECOND, para avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas + análise das condições no sentido normal (ou preferencial) + análise das condições no sentido inverso (ou alternativo).**

	Média – Tempo gasto pelos operadores para avaliar a situação de cada cenário, sem auxílio do PRECOND (min)	Desvio padrão – Tempo gasto pelos operadores para avaliar a situação de cada cenário, sem auxílio do PRECOND (min)	Tempo médio gasto pelos operadores para avaliar a situação de cada cenário, com auxílio do PRECOND (min)
Cenário 1	4,2	0,9	<1
Cenário 2	4,4	1,1	<1
Cenário 3	3,8	0,9	<1
Cenário 4	5,0	1,8	<1



**Figura 5-18 Comparação entre os tempos médios dispendidos pelos operadores durante a execução dos simulados, com e sem o auxílio do PRECOND, para avaliação inicial da disponibilidade e das proteções operadas + análise das condições no sentido normal (ou preferencial) + análise das condições no sentido inverso (ou alternativo).**

Estes resultados revelam o potencial de economia de tempo na tomada de decisões por parte da equipe de operadores do centro de operação do sistema da Cemig GT. Verifica-se que os resultados são melhores quanto mais complexos são os cenários.

### 5.4.3. Módulo de execução automática das manobras de restabelecimento

Considerando os cenários discutidos no item 5.3.3, as simulações realizadas nesta etapa do trabalho mostram que o PRECOND é capaz de definir e executar a sequência de comandos de fechamento de disjuntores necessária para o restabelecimento de uma linha de transmissão ou transformador. A estrutura das bases de conhecimentos apresentadas em Tabela 4-18 e

Tabela 4-19, juntamente com as regras de negócio apresentadas no item 4.3.6 são elementos fundamentais para garantir a realização do restabelecimento de qualquer equipamento do sistema de transmissão modelado no PRECOND.

As Tabela 5-21,

Tabela 5-22, Tabela 5-23 e Tabela 5-24 apresentam, detalhadamente, cada passo do processamento do PRECOND em favor da execução de comandos para o restabelecimento dos cenários de 1 a 4, respectivamente. A partir destas tabelas, é possível verificar também o tempo transcorrido em cada passo do processamento, e a qual sistema este tempo está associado (PRECOND ou EMS/SCADA). De forma geral, sob a ótica das colunas “Ações realizadas pelo PRECOND visando ao restabelecimento do Cenário n”, mostram que o PRECOND foi capaz de restabelecer todos os equipamentos que se encontravam fora de serviço nos respectivos cenários de simulação. Em particular, a topologia de alguns equipamentos foi propositalmente modificada em relação à condição padrão (todos os disjuntores principais do equipamento no estado aberto), com o intuito de verificar o comportamento do PRECOND em tais circunstâncias. Por exemplo, no cenário 2, LT1 500kV Bom Despacho 3 – Neves 1, o disjuntor 6U4 estava isolado (chaves seccionadoras abertas). Já no cenário 3, LT 345kV Barreiro 1 – Neves 1, a LT foi mantida energizada pelo terminal da SE Barreiro 1, de tal forma que o fechamento do terminal da SE Neves 1 implicou restabelecimento em sentido inverso. Ambas as situações foram devidamente processadas pelo PRECOND.

Verifica-se também, a partir das quatro tabelas de simulação de execução do restabelecimento apresentadas, que o tempo gasto pelo PRECOND para processar e executar todas as etapas do restabelecimento é praticamente nulo. Todos os tempos diferentes de zero estão associados ao EMS/SCADA e decorrem do processo tradicional de envio de comandos para as instalações de transmissão, para os quais o PRECOND não possui qualquer influência positiva ou negativa.

Há ainda outras condições topológicas importantes a serem testadas para garantir a eficácia do PRECOND, que são algumas daquelas apresentadas no item 4.4. Para tanto, os Cenários 1 e 2 foram ajustados de forma a apresentarem a indicação de atividades de manutenção em curso no disjuntor 9P4 da SE Pimenta (Cenário 1), e a existência de telemedições não confiáveis (Cenário 2) nos disjuntores 6U4 da SE Neves 1 (estado simulado) e 12U4 da SE Bom Despacho 3 (falha de comunicação). Estes resultados podem ser verificados a partir das Tabela 5-25 e Tabela 5-26.

**Tabela 5-21 Resultado da simulação de execução do restabelecimento para o Cenário 1.**

	Ações realizadas pelo PRECOND visando o restabelecimento do Cenário 1	Tempo (s)	Sistema
L.T. 345kV Barreiro 1 - Pimenta	PIME_TAQU_P fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	PIME_TAQU_P Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor PIME_9P4.	0	PRECOND
	Disjuntor PIME_9P4_AF fechado.	49	EMS/SCADA
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor TAQU_10P4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor TAQU_10P4_AF fechado.	25	EMS/SCADA
	Restabelecimento concluído com sucesso.	0	PRECOND
	<b>Tempo total transcorrido</b>	<b>74</b>	

**Tabela 5-22 Resultado da simulação de execução do restabelecimento para o Cenário 2.**

	Ações realizadas pelo PRECOND visando o restabelecimento do Cenário 2	Tempo (s)	Sistema
L.T1 500kV Bom Despacho 3 – Neves 1	BDESP3_NEVES1_U1 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BDESP3_NEVES1_U1 Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BDESP3_9U4.	0	PRECOND
	Disjuntor BDESP3_9U4_AF fechado.	37	EMS/SCADA
	O disjuntor preferencial para fechamento em anel (NEVES1_6U4) está isolado. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_7U4.	0	PRECOND
	Disjuntor NEVES1_7U4_AF fechado.	25	EMS/SCADA
	Acoplar o vão fechando o disjuntor BDESP3_10U4.	0	PRECOND
	Disjuntor BDESP3_10U4_AF fechado.	28	EMS/SCADA
L.T2 500kV Bom Despacho 3 – Neves 1	BDESP3_NEVES1_U2 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BDESP3_NEVES1_U2 Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BDESP3_12U4.	0	PRECOND
	Disjuntor BDESP3_12U4_AF fechado.	38	EMS/SCADA
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_9U4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor NEVES1_9U4_AF fechado.	37	EMS/SCADA
	Acoplar o vão fechando o disjuntor BDESP3_13U4.	0	PRECOND
	Disjuntor BDESP3_13U4_AF fechado.	38	EMS/SCADA
	Restabelecimento concluído com sucesso.	0	PRECOND
	<b>Tempo total transcorrido</b>	<b>203</b>	

**Tabela 5-23 Resultado da simulação de execução do restabelecimento para o Cenário 3.**

	Ações realizadas pelo PRECOND visando o restabelecimento do Cenário 3	Tempo (s)	Sistema
SE Neves 1, A.TR. T2 500/345kV 400MVA	NEVES1_T002 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	NEVES1_T002 Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_2P4.	0	PRECOND
	Disjuntor NEVES1_2P4_AF fechado.	34	EMS/SCADA
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_8U4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor NEVES1_8U4_AF fechado.	25	EMS/SCADA
	Acoplar o vão fechando o disjuntor NEVES1_3P4.	0	PRECOND
	Disjuntor NEVES1_3P4_AF fechado.	37	EMS/SCADA
	Acoplar o vão fechando o disjuntor NEVES1_11P4.	0	PRECOND
	Disjuntor NEVES1_11P4_AF fechado.	34	EMS/SCADA
L.T. 345kV Barreiro 1 – Neves 1	BARR1_NEVES1_P fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_NEVES1_P Terminal DE aberto e terminal PARA fechado. Avaliar fechamento do terminal DE em anel, sentido inverso.	0	PRECOND
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_9P4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor NEVES1_9P4_AF fechado.	25	EMS/SCADA
	<b>Tempo total transcorrido</b>	<b>155</b>	

Tabela 5-24 Resultado da simulação de execução do restabelecimento para o Cenário 4.

	Ações realizadas pelo PRECOND visando o restabelecimento do Cenário 4	Tempo (s)	Sistema
LT 345kV Barreiro 1 - Pimenta	BARR1_PIME_P fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_PIME_P Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor PIME_6P4.	0	PRECOND
	Disjuntor PIME_6P4_AF fechado.	34	EMS/SCADA
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_8P4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_8P4_AF fechado.	38	EMS/SCADA
LT 345kV Barreiro 1 - Taquaril	BARR1_TAU_P fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_TAU_P Terminal DE aberto e terminal PARA fechado. Avaliar fechamento do terminal DE em anel, sentido inverso.	0	PRECOND
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_12P4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_12P4_AF fechado.	37	EMS/SCADA
LT 345kV Barreiro 1 - Neves	BARR1_NEVES1_P fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_NEVES1_P Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_9P4.	0	PRECOND
	Disjuntor NEVES1_9P4_AF fechado.	37	EMS/SCADA
	Acoplar o vão fechando o disjuntor NEVES1_8P4.	0	PRECOND
	Disjuntor NEVES1_8P4_AF fechado.	38	PRECOND
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_3P4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_3P4_AF fechado.	38	EMS/SCADA
SE Barreiro 1, ATR T1 345/38kV 150MVA	BARR1_T001 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_T001 Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_2K4.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_2K4_AF fechado.	37	EMS/SCADA
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_2P4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_2P4_AF fechado.	26	EMS/SCADA
SE Barreiro 1, ATR T2 345/38kV 150MVA	BARR1_T002 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_T002 Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_8K4.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_8K4_AF fechado.	25	EMS/SCADA
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_4P4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_4P4_AF fechado.	37	PRECOND
SE Barreiro 1, ATR T3 345/38kV 150MVA	BARR1_T003 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_T003 Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_15K4.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_15K4_AF fechado.	37	EMS/SCADA
	O disjuntor preferencial para fechamento em anel (BARR1_9P4) está transferido. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_5P4.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_5P4_AF fechado.	25	EMS/SCADA
SE Barreiro 1, ATR T4 345/38kV 150MVA	BARR1_T004 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_T004 Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_12K4.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_12K4_AF fechado.	26	EMS/SCADA
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_7P4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_7P4_AF fechado.	29	EMS/SCADA
SE Barreiro 1, ATR T5 345/38kV 375MVA	BARR1_T005 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_T005 Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_10P4.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_10P4_AF fechado.	38	EMS/SCADA
	O disjuntor preferencial para fechamento em anel (BARR1_18K4) está transferido. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_19K4.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_19K4_AF fechado.	38	EMS/SCADA
SE Barreiro 1, ATR T6 345/38kV 375MVA	BARR1_T006 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BARR1_T006 Terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal.	0	PRECOND
	Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_11P4.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_11P4_AF fechado.	37	EMS/SCADA
	Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_20K4 em anel.	0	PRECOND
	Disjuntor BARR1_20K4_AF fechado.	25	PRECOND

	<b>Tempo total transcorrido</b>	<b>602</b>	
--	---------------------------------	------------	--

**Tabela 5-25 Resposta do PRECOND para cenário em que um disjuntor possui indicação de serviços de manutenção em andamento.**

	<b>Ações realizadas pelo PRECOND visando o restabelecimento do Cenário 1</b>	<b>Tempo (s)</b>	<b>Sistema</b>
LT 345kV Pimenta - Taquaril	PIME_TAU_P fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	PIME_TAU_P Processo de restabelecimento abortado: há indicação de serviço em andamento.	0	PRECOND
	<b>Tempo total transcorrido</b>	<b>0</b>	

**Tabela 5-26 Resposta do PRECOND para cenário em que um disjuntor possui estado simulado (não telemedido) e outro disjuntor possui falha na indicação de estado.**

	<b>Ações realizadas pelo PRECOND visando o restabelecimento do Cenário 2</b>	<b>Tempo (s)</b>	<b>Sistema</b>
LT1 500kV Bom Despacho 3 – Neves 1	BDESP3_NEVES1_U1 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BDESP3_NEVES1_U1 Processo de restabelecimento abortado: há pontos simulados.	0	PRECOND
LT2 500kV Bom Despacho 3 – Neves 1	BDESP3_NEVES1_U2 fora de serviço. Verificação da topologia	0	PRECOND
	BDESP3_NEVES1_U2 Processo abortado: há pontos com falha de comunicação.	0	PRECOND
	<b>Tempo total transcorrido</b>	<b>0</b>	

Verifica-se novamente, tanto na Tabela 5-25 quanto na Tabela 5-26, que o tempo gasto pelo PRECOND para retornar tais condições é praticamente nulo, dado que nenhum comando em disjuntor chega a ser enviado para o EMS/SCADA nestas condições. Ressalta-se que estas informações são prontamente disponibilizadas nas interfaces de interação com o operador no PRECOND, de forma que as decisões decorrentes possam ser imediatamente tomadas.

## 5.5. Outras possibilidades de aplicação do método

O PRECOND, tal como apresentado, executa as análises de proteções atuadas e de condições após o desarme de equipamentos do sistema elétrico, tanto para perturbações simples (que envolvem um único equipamento) quanto para perturbações múltiplas (que envolvem mais de um equipamento). Isso abrange a quase totalidade das perturbações vivenciadas diariamente no sistema elétrico.

No caso de uma perturbação múltipla, o PRECOND não leva em consideração a sequência do restabelecimento por um motivo simples: a coordenação do restabelecimento de equipamentos da Rede de Operação após perturbações múltiplas é uma atribuição que compete ao ONS. Aos agentes responsáveis pela operação das instalações de geração e de transmissão cabe a responsabilidade de avaliar e garantir a disponibilidade dos equipamentos, bem como a correta execução das manobras de restabelecimento, o que inclui a irrestrita observância das condições. Diante deste contexto, o PRECOND atém-se à exibição da relação de

equipamentos desligados e, ao selecionar cada um individualmente, o sistema processa todas as análises pertinentes. Na medida em que o ONS manifesta a sequência de restabelecimento, os agentes iniciam a execução das manobras sob sua responsabilidade. Portanto, para o modelo brasileiro de operação de sistemas, a filosofia “*Assisted-Healing*” apresentada no item 2.2 desta tese tem forte aderência. É importante considerar que, em determinadas condições, os agentes de operação possuem autonomia para coordenar e executar o restabelecimento. Em geral, essa autonomia ocorre em perturbações simples (um único equipamento) e em fase fluente.

Os procedimentos de recomposição em fase fluente mencionados no item 3 trazem sequências bem definidas de restabelecimento. A Tabela 5-27 apresenta a aplicação direta da proposta defendida neste trabalho ao procedimento de recomposição em fase fluente da Ilha Emborcação, definida na IO-RR.SE.EMB – Recomposição da Área Emborcação [ONS, 2019]. Embora esta possibilidade não esteja disponível no PRECOND, pode facilmente ser aplicada em uma funcionalidade alternativa, dedicada, à recomposição em fase fluente, na qual a sequência das ações é imprescindível para o resultado final desejado.

**Tabela 5-27 Etapas da recomposição em fase fluente da ilha Emborcação, conforme definido na IO-RR.SE.EMB, juntamente com aplicação da proposta de análise de condições.**

n	Procedimento / Ação	Objetivo / Item de Controle	Tipo	Arg	Ponto de Supervisão
1	Sincronizar no mínimo 2 unidades geradoras (preferencialmente uma delas deve ser a unidade geradora 1 para possibilitar a energização do T7 antes do envio de tensão para São Gotardo 2).  Obs: Ao energizar a barra 1 e/ou a barra 2 de 500 kV, através do sincronismo das unidades geradoras, é energizado simultaneamente o T6(barra 1) e/ou T7(barra 2) – 500/138 kV.	Tensão de geração menor ou igual a 16,0 kV;  Retirar de serviço o PSS das unidades geradoras da usina de Emborcação;  O controle da frequência durante toda a fase fluente será executado pela UHE Emborcação.	Em serviço, pelo menos  Tensão igual ou inferior a  Tensão igual ou inferior a  Tensão igual ou inferior a  Tensão igual ou inferior a	2  16  16  16  16	UHEMBO_GE01_DL, UHEMBO_GE02_DL, UHEMBO_GE03_DL, UHEMBO_GE04_DL  UHEMBO_B_GE01_KV  UHEMBO_B_GE02_KV  UHEMBO_B_GE03_KV  UHEMBO_B_GE04_KV
	Normalizar, pelo lado de 138 kV, os transformadores T6 e T7 – 500/138 kV, energizando o barramento de 138 kV.	Tensão menor ou igual a 138 kV.	Em serviço, pelo menos  Tensão igual ou inferior a	2  138	UHEMBO_T006, UHEMBO_T007  UHEMBO_138
	Energizar o transformador T8 e/ou T9 138/13,8 kV de 15 MVA, para atendimento ao serviço auxiliar.		Em serviço, pelo menos	1	UHEMBO_T008, UHEMBO_T009
	Energizar a LT 138 kV Emborcação / Amador Aguiar 2, energizando simultaneamente: • LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Uberlândia 1; • LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Uberlândia 7; • LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Araguari 2, com terminal aberto em Araguari 2.	Após preparação dos barramentos: • UHE Amador Aguiar 2; • SE Uberlândia 1; • SE Uberlândia 7; • SE Araguari 2.  Após a preparação de no mínimo de 6 bancos de capacitores de 3,6 MVAR conectados (ou total equivalente) distribuídos nas SE Uberlândia 1 e SE Uberlândia 7. Esta energização promove o restabelecimento simultâneo de cargas nas SE Uberlândia 1 e SE Uberlândia 7.	Em serviço, pelo menos  Em serviço, pelo menos  Em serviço, pelo menos  Em serviço, pelo menos	1  1  1  1	UHAMD2_UHEMBO_K  UHAMD2_UBRL1_UHAMD2_K  UHAMD2_UBRL7_UHAMD2_K  UHAMD2_ARAG2_UHAMD2_K
	Energizar a LT 138 kV Emborcação / Monte Carmelo, enviando tensão para a SE Monte Carmelo, para restabelecimento das cargas na SE Monte Carmelo.	Após preparação do barramento da SE Monte Carmelo para tomada de carga.	Em serviço, pelo menos	1	UHEMBO_UHEMBO_MCARM_K
	Energizar a LT 138 kV Emborcação / Araguari 2, enviando tensão para a SE Araguari 2, para restabelecimento das cargas na SE Araguari 2.	Após preparação do barramento da SE Araguari 2 para tomada de carga.	Em serviço, pelo menos	1	UHEMBO_ARAG2_UHEMBO_K
	Energizar a LT 138 kV Catalão / Emborcação, enviando tensão para a SE Catalão, para restabelecimento das cargas na SE Catalão.	Após preparação do barramento da SE Catalão para tomada de carga.	Em serviço, pelo menos	1	UHEMBO_CATA_UHEMBO_K

n	Procedimento / Ação	Objetivo / Item de Controle	Tipo	Arg	Ponto de Supervisão
2	Recebendo tensão da SE Emborcação, pela LT 138 kV Emborcação / Amador Aguiar 2 é energizada simultaneamente a barra de operação de 138 kV e as LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Uberlândia 1, LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Uberlândia 7 e LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Araguari 2 com terminal aberto em Araguari 2.	A equipe local da UHE Amador Aguiar 2 deve informar ao COS-CEMIG quando concluir a preparação do barramento de 138 kV para o envio de tensão diretamente às SE Araguari 2, SE Uberlândia 1 e SE Uberlândia 7;	Em serviço, pelo menos	3	UHAMD2_UBRL1_UHAMD2_K, UHAMD2_UBRL7_UHAMD2_K, UHAMD2_ARAG2_UHAMD2_K
3	Restabelecer, no máximo, 150 MW de carga, conforme a seguinte distribuição: Subestação Total de Carga SE Uberlândia 1 e SE Uberlândia 7 100 MW SE Araguari 2 e SE Monte Carmelo 50 MW Caso seja necessário, ligar mais bancos de capacitores disponíveis nas SE Uberlândia 1 e Uberlândia 7 para não violar os limites de tensão.	Tomada de carga distribuída entre as SE Uberlândia 1, SE Uberlândia 7, SE Araguari 2 e SE Monte Carmelo. Limite mínimo de tensão de 124 kV no 138 kV destas Subestações.	Carga menor que  Carga menor que	100  50	UHAMD2_UBRL1_UHAMD2_K_MW, UHAMD2_UBRL7_UHAMD2_K_MW, UHAMD2_ARAG2_UHAMD2_K_MW, UHEMBO_ARAG2_UHEMBO_K_MW, UHEMBO_UHEMBO_MCARM_K_MW
4	Recebendo tensão da SE Amador Aguiar 2, pela LT 138 kV Amador Aguiar 2 / Araguari 2 normalizar a LT em anel.	Após fluxo de potência ativa na LT 138 kV Emborcação / Araguari 2.	Carga maior que	0	UHEMBO_ARAG2_UHEMBO_K_MW
5	Recebendo tensão pela LT 138 kV Catalão / Emborcação, normalizar LT e restabelecer, no máximo, 20 MW de carga na SE Catalão.	Limite mínimo de tensão de 124 kV no 138 kV da SE Catalão.	Carga menor que	20	UHEMBO_CATA_UHEMBO_K_MW
6	Energizar a LT 138 kV DIMIC / Emborcação, enviando tensão para a SE DIMIC.	Após fluxo de potência ativa na LT 138 kV Catalão / Emborcação.	Carga maior que	0	UHEMBO_CATA_UHEMBO_K_MW
7	Recebendo tensão pela LT 138 kV DIMIC / Emborcação, normalizar LT e energizar a LT 138 kV DIMIC / Catalão.		Em serviço, pelo menos	1	UHEMBO_DIMIC_UHEMBO_K
8	Recebendo tensão pela LT 138 kV DIMIC / Catalão, normalizar a LT em anel na SE Catalão.	Caso não tenha sido restabelecido o total de carga liberada anteriormente na SE Catalão, pode ser restabelecido o restante de carga na SE DIMIC. Totalizando a carga de, no máximo, 20 MW de carga distribuída entre as SE DIMIC e Catalão.	Carga menor que	20	UHEMBO_CATA_UHEMBO_K_MW, UHEMBO_DIMIC_UHEMBO_K_MW
9	Sincronizar as demais unidades geradoras	Tensão de geração menor ou igual a 16,0 kV, no mesmo valor das unidades geradoras já sincronizadas.	Em serviço, pelo menos	3	UHEMBO_GE01_DL, UHEMBO_GE02_DL, UHEMBO_GE03_DL, UHEMBO_GE04_DL
	Energizar a LT 500 kV Emborcação / São Gotardo 2, enviando tensão para SE São Gotardo 2.	No mínimo três unidades geradoras sincronizadas; Reator S6 (preferencial) ou S5 conectado na LT 500 kV Emborcação / São Gotardo 2; Tensão menor ou igual a 509 kV.	Em serviço, pelo menos Em serviço, pelo menos Tensão igual ou inferior a	1 1 509	UHEMBO_UHEMBO_SGOT2_U, UHEMBO_18US6_AF, UHEMBO_18US4_AF, UHEMBO_500
	Ajustar a tensão nas unidades geradoras da UHE Emborcação para 15,6 kV	Após energização da LT 500 kV Emborcação / São Gotardo 2.	Tensão igual ou inferior a Tensão igual ou inferior a Tensão igual ou inferior a Tensão igual ou inferior a	15,6 15,6 15,6 15,6	UHEMBO_B_GE01_KV, UHEMBO_B_GE02_KV, UHEMBO_B_GE03_KV, UHEMBO_B_GE04_KV
	Recebendo tensão pela LT 500 kV Emborcação / São Gotardo 2, normalizar a LT pelo disjuntor 10U4, energizando simultaneamente a LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gotardo 2 C1, enviando tensão para as SE Bom Despacho 3, SE São Gonçalo do Pará e SE Neves 1. Obs.: O COS-CEMIG deverá solicitar ao COS-CELEO REDES a preparação do reator S18 fechado.	Após a tensão de todas unidades geradoras da UHE Emborcação estarem ajustadas em 15,6 kV; Tensão no terminal da SE São Gotardo 2 da LT 500 kV Emborcação / São Gotardo 2 menor ou igual a 536 kV; Após confirmação do Reator S12 da SE Neves 1 previamente conectado; Após confirmação da preparação dos dois reatores S18 e S19 da SE Bom Despacho 3 previamente conectados. Após confirmação dos disjuntores ABERTOS no terminal da SE São Gonçalo do Pará da LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gonçalo do Pará.	Equip. manobra fechados Tensão igual ou inferior a Equip. manobra fechados Equip. manobra fechados Equip. manobra fechados Equip. manobra abertos	1 536 2 2 2 2	SGOT2_10U4_AF, SGOT2_UHEMBO_SGOT2_U_KV, NEVES1_15U4_AF, NEVES1_15US12_AF, BDESP3_19US3_AF, BDESP3_19US4_AF, BDESP3_18US3_AF, BDESP3_18US4_AF, SGPARA_6U4_AF, SGPARA_8U4_AF
Obs1: Caso haja indisponibilidade da LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gotardo 2 C1 e/ou da LT 500 kV Bom Despacho 3 / Neves 1 C2 e/ou reator S12 da LT 500 kV Bom Despacho 3 / Neves 1 C2 no terminal da SE Neves 1, e/ou dos dois reatores S18 e S19 da SE Bom Despacho 3, NÃO fechar o disjuntor 10U4 da SE São Gotardo 2 e a recomposição deverá ser realizada conforme item 5.2.1. Obs2: Estando somente um dos reatores S18 ou S19 disponível, a recomposição deverá ser realizada conforme item 5.2.3.					
11	Recebendo tensão pela LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gotardo 2 C1, são energizados simultaneamente os seguintes equipamentos: • Reator S18 e S19; • LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gonçalo do Pará; • Barras 1 e 2 de 500 kV; • LT 500 kV Bom Despacho 3 / Neves 1 C2.		Em serviço, pelo menos	1	BDESP3_BDESP3_SGPARA_U
			Em serviço, pelo menos	1	BDESP3_BDESP3_NEVES1_U2
12	Recebendo tensão pela LT 500 kV Bom Despacho 3 / Neves 1 C2, normalizar a LT, energizando, simultaneamente os seguintes equipamentos: • Transformador T5 500/138 kV; • Barra de 138 kV e • LT 138 kV Neves 1 / Adelaide C1 e C2 Com a energização da LT 138 kV Neves 1 / Adelaide C1 e C2 restabelecer de forma simultânea um montante de carga de até 150 MW na SE Adelaide.  Alternativamente, caso não seja possível a energização do transformador T5, normalizar a LT, energizando, simultaneamente: • Barra 1 de 500 kV; • Pelo lado de 500 kV, o Transformador T1 (500 / 345 kV); • Barra 1 de 345 kV;	Reator S12 previamente conectado à LT 500 kV Bom Despacho 3 / Neves 1 C2; Em caso de energização do transformador TR4 ou TR5 500-138 kV, o compensador síncrono do terciário deverá estar desconectado.	Equip. manobra fechados	2	NEVES1_15U4_AF, NEVES1_15US12_AF
			Em serviço, pelo menos	1	NEVES1_T005
			Equip. manobra fechados	1	NEVES1_10U4_AF
			Em serviço, pelo menos	2	NEVES1_BHADEL_NEVES1_K1, NEVES1_BHADEL_NEVES1_K2
		Reator S12 previamente conectado à LT 500 kV Bom Despacho 3 / Neves 1 C2;	Equip. manobra fechados	1	NEVES1_9U4_AF

n	Procedimento / Ação	Objetivo / Item de Controle	Tipo	Arg	Ponto de Supervisão
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pelo lado de 500 kV, o Transformador T3 (500 / 138 kV);</li> <li>Barra de 138;</li> <li>LT 138 kV Neves 1 / Adelaide C1 e C2.</li> </ul> Com a energização da LT 138 kV Neves 1 / Adelaide C1 e C2 restabelecer de forma simultânea um montante de carga de até 150 MW na SE Adelaide.		Em serviço, pelo menos	2	NEVES1_BHADEL_NEVES1_K1, NEVES1_BHADEL_NEVES1_K2
13	Restabelecer cargas na SE Adelaide.	Montante de carga de até 150 MW.	Carga menor que	150	NEVES1_BHADEL_NEVES1_K1_MW, NEVES1_BHADEL_NEVES1_K2_MW
14	Energizar as LT 138 kV Atalaia / Neves 1 C1 e C2 e LT 138 kV Neves 1 / Neves 3, enviando tensão para as SE Atalaia e SE Neves 3, para restabelecimento de cargas nas SE Atalaia e SE Neves 3.	Após um intervalo de pelo menos 1 minuto da tomada de carga na SE Adelaide.	Em serviço, pelo menos	3	NEVES1_BHATAL_NEVES1_K1, NEVES1_BHATAL_NEVES1_K2, NEVES1_NEVES1_NEVES3_K
15	Restabelecer cargas nas SE Atalaia e SE Neves 3.	Após a tomada de carga na SE Adelaide. Montante de até 70 MW de carga distribuídas nas SE Atalaia e SE Neves 3.	Carga maior que Carga menor que	0 70	NEVES1_BHADEL_NEVES1_K1_MW, NEVES1_BHADEL_NEVES1_K2_MW, NEVES1_BHATAL_NEVES1_K1_MW, NEVES1_BHATAL_NEVES1_K2_MW, NEVES1_NEVES1_NEVES3_K_MW
16	Manter o disjuntor da LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gonçalo do Pará aberto após envio de tensão da SE Bom Despacho 3. Nota 1: Este disjuntor somente será fechado na fase coordenada. Nota 2: Nas indisponibilidades dos dois reatores S19 e S18 da SE Bom Despacho 3, a LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gonçalo do Pará não será energizada.		Equip. manobra abertos	2	SGPARA_6U4_AF, SGPARA_8U4_AF
17	Energizar a LT 500 kV Emborcação / Nova Ponte C1, enviando tensão para UHE Nova Ponte.	Após fluxo de potência ativa na LT 500 kV Emborcação / São Gotardo 2; Tensão menor ou igual a 514 kV.	Em serviço, pelo menos Carga maior que Tensão igual ou inferior a	1 0 514	UHEMBO_UHEMBO_UHNPNON_UI UHEMBO_UHEMBO_SGOT2_U_MW UHEMBO_500
18	Recebendo tensão da SE Emborcação pela LT 500 kV Emborcação / Nova Ponte C1, normalizar a LT, energizando a barra 2 de 500 kV.	O sincronismo de unidades geradoras na UHE Nova Ponte será realizado na fase coordenada de recomposição, conforme IO-RR.SE.	Equip. manobra fechados	1	UHNPNON_12U4_AF
	Energizar a LT 500 kV Jaguará / Nova Ponte enviando tensão para a SE Jaguará.	Tensão menor ou igual a 526 kV. Este envio de tensão possibilitará o fechamento do paralelo desta área com a Área Luiz Carlos Barreto, conforme IO-RR.SE.	Equip. manobra fechados Tensão igual ou inferior a	1 526	UHNPNON_9U4_AF UHNPNON_500
19	Energizar, preferencialmente, o Transformador T3 – 500/345 kV da SE São Gotardo 2 através do disjuntor 9P4.	Após fluxo de potência ativa na LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gotardo 2 C1.	Equip. manobra fechados Carga maior que	1 0	SGOT2_9U4_AF SGOT2_BDESP3_SGOT2_U1_MW
	Alternativamente, energizar o Transformador T4 – 500/345 kV da SE São Gotardo 2 através do disjuntor 11U4.	Após fluxo de potência ativa na LT 500 kV Bom Despacho 3 / São Gotardo 2 C1.	Equip. manobra fechados	1	SGOT2_11U4_AF
	Ligar o reator S15.	Após a energização do transformador T3 500/345 kV.	Equip. manobra fechados	2	SGOT2_15US4_AF, SGOT2_15US3_AF
	Caso tenha sido optado pela energização do transformador T4 500/345 kV, o COS-CEMIG deverá solicitar ao COS-CELEO REDES a ligar o reator S16.		Equip. manobra fechados	2	SGOT2_16US4_AF, SGOT2_16US3_AF
	Normalizar o transformador T3 ou T4 500/345 kV pelo lado de 345 kV e energizar a LT 345 kV São Gotardo 2 / Três Marias enviando tensão para a UHE Três Marias.	Tensão para energização da LT 345 kV São Gotardo 2 / Três Marias menor ou igual a 517 kV na barra de 500 kV ou 332 kV na barra de 345 kV; Após confirmação do reator S15 ou S16 ligado; Este envio de tensão possibilitará o fechamento do paralelo desta área com a área Três Marias, conforme IO-RR.SE.	Em serviço, pelo menos Em serviço, pelo menos Tensão igual ou inferior a Tensão igual ou inferior a Em serviço, pelo menos	2 1 517 332 1	SGOT2_T003, SGOT2_T004 SGOT2_SGOT2_UHTMAR_P SGOT2_500 SGOT2_345 SGOT2_15US4_AF, SGOT2_16US4_AF
20	Comunicar ao COSR-SE o término da fase fluente desta área bem como o montante de carga restabelecido.				

## 5.6. Considerações finais

O aspecto mais relevante a ser considerado na avaliação dos resultados obtidos com o PRECOND é o fato de não existir apenas uma forma de se avaliar seu desempenho. De fato, verificou-se no capítulo 4 a realização de processamento de massas de dados históricos relacionados a perturbações nos sistemas de geração e de transmissão, bem como a realização de simulados de tomada de decisão nos quais participaram operadores experientes do centro de

operação do sistema da Cemig GT e, por último, a realização de testes simulados para validar o envio de telecomandos a partir do PRECOND para o SCADA/EMS. Embora cada um dos três módulos apresentados desempenhe um papel bastante particular no processo de restabelecimento de equipamentos de transmissão, a complementariedade destes módulos é o aspecto fundamental para que se atinja o objetivo final deste trabalho.

É importante ressaltar o desenvolvimento do software protótipo para viabilizar a aplicação das ideias propostas. Isso motivou profundo entendimento da modelagem do sistema elétrico em ambientes EMS/SCADA, sem o qual as especificações de requisitos seriam superficiais e, na prática, ineficazes. A título de informação, o protótipo foi desenvolvido utilizando a plataforma Microsoft Access e recursos de VBA (*Visual Basic for Applications*) para processamento dos dados e para troca de informações com o EMS/SCADA via *webservices*.

Os resultados apresentados no item 5.4.1 mostram que o método apresentado é capaz de caracterizar, com precisão, os desarmes de equipamentos sob a ótica das proteções atuadas. Esta etapa é fundamental para a continuidade do processo, dado que as proteções atuadas revelam a condição de disponibilidade ou de indisponibilidade dos equipamentos. No item 5.4.2, é apresentado o potencial de economia de tempo na tomada de decisões com a utilização do sistema proposto. Verificam-se resultados que variam de 100 a 600% de economia de tempo no cenário mais complexo. Há de se ponderar também ganhos não mensuráveis tais como de precisão e, conseqüentemente, de segurança das análises, que corroboram diretamente em favor da redução de estresse humano e dos riscos de tomadas de decisões equivocadas. Para cenários menos complexos, o tempo poupado é menos significativo, muito embora o resultado mais “tímido” apresentou ganhos médios da ordem de 80% (cenário 3), o que é bastante relevante. Nestes casos, a quantidade de informações submetidas ao operador tende a ser menor e, por conseqüência, não se extrapola sua capacidade de compreensão e de tomada de decisão.

Estas comparações também possibilitam concluir que os ganhos com o PRECOND podem ser ainda maiores para perturbações de grande porte, nas quais o volume de informações e de demandas submetidas ao operador certamente dificultará sua tomada de decisão.

Por fim, a execução automática de comandos também garante economia de tempo e redução dos riscos de ações equivocadas, principalmente nas situações de contingências múltiplas. No entanto, nesses casos, a decisão em favor da continuidade do restabelecimento cabe ao operador, vez que ele tratar junto ao ONS. Nesta etapa do restabelecimento, sem o auxílio do PRECOND, o processo é executado manualmente, disjuntor por disjuntor. Com o PRECOND, o restabelecimento é executado equipamento por equipamento, cabendo ao

PRECOND a execução das manobras de fechamento dos disjuntores, respeitando a configuração topológica e as restrições operativas pertinentes.

## 6. CONCLUSÕES

Conforme discutido nos capítulos iniciais, o conceito *self-healing* para sistemas de transmissão traz duas vertentes distintas, sendo uma voltada para a prevenção de desarmes (discutida no item 2.2.1) e outra voltada para o restabelecimento automático (discutida no item 2.2.2), no qual o presente trabalho foi inspirado. O estudo da metodologia “Sistemas Especialistas”, apresentado no capítulo 3, mostrou que tal metodologia é adequada para a concepção da solução empenhada para resolver o problema apresentado no item 1.1, de tal forma que no capítulo 4 foram apresentados os requisitos necessários para a implantação de recursos computacionais visando ao autorrestabelecimento do sistema de transmissão, em consonância com os procedimentos operativos vigentes.

A aplicação prática do conjunto de ideias propostas permitiu que diversas falhas e melhorias pudessem ser identificadas e experimentadas, de forma que toda a redação dos capítulos 4, 5 e 6 foi influenciada por este processo de realimentação. Especificamente sobre os resultados apresentados, evidenciou-se que o tempo economizado em análises, leituras de procedimentos e interpretação de informações é um dos principais ganhos trazidos neste trabalho. Porém, além do tempo economizado, o trabalho proposto mostrou que é possível aumentar a segurança na tomada de decisões durante processos de restabelecimento e recomposição, reduzindo o risco de falhas inerentes e decorrentes das características normais da compreensão humana, especialmente quando esta é submetida a estresse, garantindo o pleno cumprimento dos requisitos vigentes.

Além dos aspectos técnicos mencionados, um importante diferencial que esta tese traz em termos de contribuição científica e de inovação é a aderência ao *modus operandi* do sistema de transmissão brasileiro, no qual coexistem entidades interdependentes – ONS e agentes de geração, de transmissão e de distribuição – que, naturalmente, não possuem elementos suficientes que os permitam tomar decisões isoladas durante a execução do processo de restabelecimento e recomposição. Este fato reforça que o conceito *Assisted-Healing* é adequado à operação do sistema de transmissão no Brasil. É importante que se observe que a operação do sistema elétrico tem se tornado mais complexa a cada dia, em um notório cenário de aumento de exigências e de requisitos regulatórios. Por outro lado, as empresas do segmento de transmissão de energia lidam com o contínuo e genuíno desafio de serem lucrativas e sustentáveis. Portanto, a proposta defendida nesta tese deve ser vista como um meio de se evitar *trade-offs* indesejáveis neste contexto.

Conforme apresentado no capítulo 5, o estudo apresentado neste trabalho encontra-se materializado no sistema protótipo PRECOND. O objetivo, daqui em diante, é que se desenvolva uma solução definitiva para ser utilizada no Centro de Operação do Sistema da Cemig GT, reproduzindo cada requisito aqui apresentado, a qual deverá passar por novas baterias de testes utilizando simuladores de treinamento visando à validação de eficácia, à depuração de falhas e ao próprio treinamento de equipes de operadores.

Embora este não tenha sido o foco das simulações, o método proposto também possibilita o monitoramento *on-line* das condições durante blecautes totais no sistema elétrico, nos quais procedimentos específicos de recomposição são utilizados, tal como visto no item 5.5.

## 6.1. Considerações finais

O conteúdo apresentado nesta tese é fruto de um intenso trabalho de observação e análise de perturbações no sistema de transmissão de energia, sob a ótica do Centro de Operação. Conforme mencionado no Capítulo 1, o fato de o autor ocupar a posição de engenheiro de centro de operação por doze anos proporcionou conhecimento e experiência tais que favoreceram a identificação do problema, bem como o desenvolvimento da solução apresentada neste texto. Ademais, ressalta-se o caráter inédito deste trabalho, ao mesmo tempo inovador e aderente à realidade de outras empresas do mesmo ramo de atividade.

Convém reforçar que não faz parte do escopo desta tese o desenvolvimento de métodos e/ou técnicas de otimização, cálculos de fluxo de potência, estabilidade eletromecânica, curto circuito, questões tais que são abordadas em algumas das referências bibliográficas utilizadas. Todo este aparato é de fundamental importância para a operação de sistemas elétricos, porém, este conhecimento já está refletido nos procedimentos operativos que definem os processos de restabelecimento e de recomposição.

Podem ser considerados como trabalhos futuros:

- Modelagem de telecomandos para ajuste de condições não atendidas;
- Tratamento de equipamentos não incluídos neste trabalho (elos CC, capacitores série, etc.);
- Implementação de lógicas que representem condições intrínsecas de equipamentos de transmissão, tais como restrições temporais para manobras de disjuntores (ciclo *open-close-open*) e limites de manobras diárias eventualmente existentes para determinados equipamentos;

- Identificação automática de ilhamentos em favor de se evitar o fechamento de paralelo fora das condições estabelecidas em procedimentos operativos;
- Mineração de dados das instruções de operação (preparação para manobras e de recomposição), de forma a reduzir o trabalho manual necessário para alimentar o módulo de avaliação de condições;
- Avaliação da relação “custo x benefício” do desenvolvimento de soluções inovadoras para otimização da operação dos sistemas elétricos considerados nesta tese;
- Avaliação do impacto social e econômico do trabalho da implantação de recursos *Self-Healing* e *Assisted-Healing* em centros de operação no Brasil.

## REFERÊNCIAS

- AMIN, M. “**Challenges in Reliability, Security, Efficiency, and Resilience of Energy Infrastructure: Toward Smart Self-Healing Electric Power Grid**”, IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008;
- AMIN, M.; Giacomoni A. M. “**Smart Grid – Safe, secure, Self-Healing – Challenges and opportunities in power system security, resiliency, and privacy**”, IEEE Power and Energy Magazine, Volume: 10, Issue: 1, Jan.-Feb. 2012;
- AMIN, M. “**The Self-Healing Grid: A Concept Two Decades in the Making**”, IEEE Smart Grid Newsletter, March 2013;
- ANDERSON, P. “**Power Systems Protection**”. IEEE Press - Power Engineering, 1999;
- ANGHEL I.; Cioara, T.; Salomie, I; Dinsoreanu, M.; Rarau, A. “**A Policy Driven Self-Healing Algorithm for Context Aware Systems**”, IEEE 5th International Conference on Intelligent Computer Communication and Processing, 2009;
- ANTUNES, F. A. S. “**Sistema de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real Baseado em Alarmes e Sinalizações de Proteção em Nível de Centro de Operação**”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, 2012;
- ANTUNES, F. A. S.; Ribeiro, P. F.; Silveira, P. M. “**Considerations on Self-Healing and Assisted-Healing for power transmission systems in operation centers**”, Power & Energy Society General Meeting, IEEE, 2015;
- AZEVEDO, G. P.; Silva, V. N. A. L.; Borsato, A.; Baitelli, R.; Falcão, D. M.; Silva, M. B.; Figueiredo, M. V. F.; Reis, C. L.; Ribeiro, G. F.; Linden. R. “**Aplicação de Técnicas de inteligência Artificial à Operação em Tempo Real de Sistemas de Potência**”. II Workshop Sobre Técnicas de Inteligência Artificial Aplicadas a Sistemas de Potência e Industriais. Rio de Janeiro, 2001;
- BATISTA, L. “**Abordagem Inteligente para Tratamento de Alarmes e Diagnóstico de Falhas em Sistemas Elétricos**”. VI Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – SIMPASE. São Paulo/SP, 2005;
- BEGOVIC, M. M. “**Electrical Transmission Systems and Smart Grids**”, School of Electrical and Computer Engineering, Georgia Institute of Technology, Atlanta, GA, USA, Springer Science, 2012;
- CARDOSO Jr., G. “**Estimação da Seção em Falta em Sistemas Elétricos de Potência via Redes Neurais e Sistemas Especialistas Realizada em Nível de Centro de Controle**”. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis/SC, 2003;
- CARDOSO Jr., G.; Rolim, J. G.; Zürn, H. H. “**Diagnóstico de Faltas em Sistemas de Potência: Definição do Problema e Abordagens via Inteligência Artificial**”. Revista Controle & Automação/Vol. 15, nº. 2, Abril, Maio e Junho 2004;

CAVALCANTE, P. L.; López, J. C.; Franco, J. F.; Rider, M. J. Garcia, A. V.; Malveira; Martins, L. L.; Direito, L. C. M. “**Centralized Self-Healing Scheme for Electrical Distribution Systems**”, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 7, Issue: 1, Jan. 2016;

COURY, D. V. “**Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência**”. Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos. São Carlos/SP. Disponível em: <http://www.sel.eesc.sc.usp.br/protecao/apostilasep1.pdf>. Acesso em fevereiro de 2011.

DOE – U.S. Department of Energy. “**Smart Grid System Report. Report to Congress**”. <https://www.hsdl.org/?view&did=760279>. 2014;

DUROCHER, D. “**Langage: An Expert System for Alarm Processing**”. Eleventh Biennial IEEE Workshop on Power System Control Centers, pp. 19-21, 1990;

FALCÃO, D. M. “**Técnicas Inteligentes Aplicadas a Sistemas Elétricos de Potência**”, Notas de Aulas Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ. 2002;

FELTES, J. W.; Grande-Moran, C. “**Down, but Not Out: A Brief Overview of Restoration Issues**”. IEEE Power and Energy Magazine, Volume: 12, Issue: 1, 2014;

GHOSH, D.; Sharman, R.; Raghav Rao, H.; Upadhyaya, S. “**Self-Healing Systems - Survey and Synthesis**”, Decision Support Systems, vol. 42, no. 4, pp. 2164–2185, 2007;

GILES, R.L. “**Layout of E.H. V. Substations**”. University Printing House, Cambridge, 1970.

GOLDBERG, D. E. “**Genetic algorithms in search, optimization, and learning**”. Addison-Wesley. Boston/MA. 1989;

GUPTA, R.; Jha, D. K.; Yadav, V. K.; Kumar, S. “**A Multi-Agent Based Self-Healing Smart Grid**”, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), IEEE PES Asia-Pacific, 2013;

HAMILTON, B. A.; Renz B., Miller J. and Haron J. “**Anticipates and Responds to System Disturbances (Self-Heals)**”, National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, DOE/NETL-2010/1421, 2010;

HARMON, P.; King, D. “**Sistemas Especialistas**”, ed. Campus, 1988;

HOANG, B. “**Smart Power Grids – Talking about a Revolution**”, originally published on the IEEE Emerging Technology portal, 2006-2012;

IEEE, Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society. “**IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations**”. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY, USA. 1996;

JIANG, Z.; Li, F.; Qiao, W.; Sun, H.; Wan, H.; Wang, J.; Xia, Y.; Xu, Z.; Zhang, P. “**A Vision of Smart Transmission Grids**”. Power & Energy Society General Meeting, 2009;

KEZUNOVIC, M. “**Smart Fault Location for Smart Grids**”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 2, March 2011;

KIRSCHEN, D. S.; Wollenberg, B. F. “**Intelligent Alarm Processing in Power Systems**”. Proceedings of the IEEE, Vol. 80, nº. 5, 1992;

KOUTSOUMPAS V.; Gupta, P.K. “**Towards a Constraint Based Approach for Self-Healing Smart Grids**”, 2nd International Workshop on Software Engineering Challenges for the Smart Grid (SE4SG), 2013;

LEITE, J. B.; Mantovani, J. R. S.; “**Development of a Self-Healing Strategy With Multiagent Systems for Distribution Networks**” **Smart Transmission Grid: Vision and Framework**”. IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 8, Issue: 5, Sept. 2017;

LEVINE, R. I.; Drang, D. E.; Edelson, B. “**Inteligência Artificial e Sistemas Especialistas**”, ISBN: 74502689, Mcgraw-Hill, São Paulo, 1988;

LI, F.; Qiao, W.; Sun, H.; Wan, H.; Wang, J.; Xia, Y.; Xu, Z.; Zhang, P. “**Smart Transmission Grid: Vision and Framework**”. IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 1, Issue: 2, 2010;

LIBERATO, A. B.; Meza, E. B. M. “**Sistema Inteligente para Tratamento de Eventos em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica**”. Vértices. Vol. 12, nº. 2, Campos dos Goytacazes/RJ, 2010;

LIU, C. C.; Dillon, T. “**State-of-the-art of expert system applications to power systems**” Elsevier, Volume 14, Issues 2–3, April–June, 1992;

LIU, S.; Podmore, R.; Hou, Y. “**System Restoration Navigator: a decision support tool for system restoration**”, Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2012;

LIU, S.; Hou, Y.; Liu, C.; Podmore, R. “**The Healing Touch**”, IEEE Power and Energy Magazine, Volume: 12, Issue: 1, Jan.-Feb. 2014;

MOSLEHI K.; Kumar R. “**Vision for a self-healing power grid**”, Power Highlights, ABB Review, April 2006;

NEIS, P. “**Processamento Inteligente de Alarmes Empregando Algoritmos Genéticos**”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Pará, Curitiba/PR, 2006;

NOVOSEL, D. “**Transmission Blackouts: Risk, Causes, and Mitigation**”, School of Electrical and Computer Engineering, Georgia Institute of Technology, Atlanta, GA, USA, Springer Science, 2012;

NYE, D. “**When the Lights Went Out: A History of Blackouts in America**”, The MIT Press. ISBN-10: 0262013746, 2010;

OLIVER, T.; Bloomer, C.; Kosterev, D.; Watkins, D.; Matthews, G.; Bowen, J.; Kim, J.; Daim, T.; Becker, R. “**Transmission Technology Roadmap**”, Bonneville Power Administration, USA, February 2013;

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. “**Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção**”. Procedimentos de Rede, Submódulo 2.6, rev. 2016.12. Disponível em <http://www.ons.org.br>. 2016;

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. “**Manual de Procedimentos da Operação**”. Procedimentos de Rede, Módulo 10. Disponível em <http://ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/mpo>, acessado em 27/01/2019

OWAIFEER, M. A.; Al-Muhaini, M. “**MILP-based technique for smart self-healing grids**”, IET Generation, Transmission & Distribution, Volume: 12, Issue: 10, 2018;

RAUCH-HINDIN, W. B. “**Artificial Intelligence in Business, Science, and Industry**”, Prentice Hall, 1986;

RIBEIRO, G. M.; Torres, G. L. “**Sistema Especialista para Automação de Manobras em Subestações**”. III Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – SIMPASE. Rio de Janeiro/RJ, 1996;

SALEHI, V.; Mohammed, O. “**Developing Virtual Protection System for Control and Self-healing of Power System**”, Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), IEEE, 2011;

SANTOS, T. T.; Santos L. L.; Farinon F. G.; Homma R. Z.; Andrade R. C.; Khairalla I. K.; Lemos F. A. B. “**Integrating Heterogeneous Applications in Control Centers based on Smart Grid Concepts**”, IEEE PES Conference On Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013;

SEIDENSTEIN, S.; Williams, A. R.; Goddard, C. J.; Chesney, M. “**Human factors review of electric power dispatch control center**” Report N°. EPRI-EL1960, Volumes 1-6. Electric Power Research Institute. Palo Alto/CA, 1983;

SILVA, A. P. A.; Insfran, A. H. F.; Silveira, P. M.; Torres, G. L. **Neural Networks for Fault Location in Substations**. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, N. ° 1, Janeiro, 1996;

SOUZA, F. A.; Vila, C. U.; Enembreck, F.; Carpes, L. M. “**A Multiagent Framework for Self-Healing Mechanisms Considering Priority-Based Load Shedding and Islanding with Distributed Generation in Smart Distribution Grids**” IEEE Latin America Transactions Volume: 15, Issue: 4, April 2017;

TORRES, B. S.; Ferreira, L. R.; Aoki, A. R. “**Distributed Intelligent System for Self-Healing in Smart Grids**” IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 33, Issue: 5, Oct. 2018;

VALE, Z. A.; Santos, J.; Ramos, C.; Fernandes, M. F.; Rosado, C.; Marques, A. **Aplicações Inteligentes em Centros De Controlo: Verificação e Validação**. 5<sup>as</sup> Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Salamanca, Espanha. 1997;

VANFRETTI, L., Hertem, D. V., Nordström, L., Gjerde, J. O. “**A Smart Transmission Grid for Europe: Research Challenges in Developing Grid Enabling Technologies**”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011;

WATERMAN, D. A. “**A guide to expert systems**”, 1<sup>a</sup> Ed. Addison-Wesley, 1986.

WEISS, S. M.; Kulikowski, C. A. **Guia Prático para Projetar Sistemas Especialistas**. ISBN: 85-216-0551-X. Livros Técnicos e Científicos Editora S.A. Brasil, 1988;

WEN, F.; Han, Z. **Fault section estimation in power systems using a genetic algorithm.** Electric Power Systems Research, vol. 34, n°3, pp. 165-172. Department of Electrical Engineering, Zhejiang University. Hangzhou, China. 1995;

XIANG, G.; Xin, A. “**The Application of Self-Healing Technology in Smart Grid**”, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific, 2011;

YANG, Yi; Divan, D.; Harley, R. G.; Habetler, T. “**Power Line Sensornet – A New Concept for Power Grid Monitoring**”, Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 2006;

YANG, Yi; Lambert, F.; Divan, D. “**A Survey on Technologies for Implementing Sensor Networks for Power Delivery Systems**”, Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 2007;

YANG, Yi; Divan, D.; Harley, R. G.; Habetler, T. “**Design and implementation of power line sensornet for overhead transmission lines**”, Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE, 2009;

ZADSAR, M.; Haghifam, M. R.; Larimi, S. M. M. “**Approach for self-healing resilient operation of active distribution network with microgrid**” IET Generation, Transmission & Distribution, Volume: 11, Issue: 18, 2017.