



## Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

### Auto Recomposição de Sistemas de Transmissão - Aplicação do Conceito Self-Healing em Centros de Operação a partir de Sistemas Especialistas

FÁBIO AUGUSTO DA SILVA ANTUNES(1); PAULO MARCIO DA SILVEIRA(2);  
CEMIG GT(1);UNIFEI(2);

#### RESUMO

Este trabalho apresenta um Sistema Especialista desenvolvido para automatizar as ações desempenhadas pelos operadores de centro de operação em favor da execução do restabelecimento de equipamentos desligados após perturbações. O sistema é capaz de obter e processar informações de tempo real a partir do EMS/SCADA, compara-las com as bases de conhecimento que contêm todas as regras e precondições pertinentes, e também envia comandos de fechamento em disjuntores visando o restabelecimento de equipamentos desligados, respeitando a topologia e as restrições operativas existentes. Os resultados obtidos em plataforma de simulação atestam a aplicabilidade da metodologia.

#### PALAVRAS-CHAVE

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

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

Perturbações nos sistemas elétricos geralmente estão associados a perdas financeiras significativas em todo o mundo. O EPRI estima que “em todos os setores de negócios, a economia norte americana perde entre US \$ 104 bilhões e US \$ 164 bilhões por ano com interrupções no fornecimento de energia” [1]. Este assunto tem sido um desafio de longa data em todo o mundo. O advento das *smart grids* trouxe à tona o conceito do Self-Healing System (SHS), que intuitivamente se refere ao autorrestabelecimento. DOE [2] e Xiang [3] referem-se ao conceito SHS como um dos principais desafios das redes inteligentes. Segundo os autores, é essencial aumentar a confiabilidade na operação do sistema de potência por meio de atributos inteligentes que evitem a ocorrência de interrupções de energia. As redes inteligentes também devem ser capazes de isolar rapidamente uma falha e promover o autorrestabelecimento com mínima intervenção humana [4, 5, 6 e 7]. A definição de SFS proposta por Ghosh [8] supõe que o sistema de potência deve ser capaz de inferir que algo não está funcionando adequadamente, realizando os ajustes necessários para restaurar a normalidade com ou sem intervenção humana. Soluções que requerem intervenção humana são definidas como Assisted-Healing Systems (AHS).

As abordagens entre sistemas de distribuição e sistemas de transmissão são distintas: na distribuição, a preocupação reside no restabelecimento de carga interrompida a partir de rotas alternativas, preservando assim os índices de qualidade e continuidade, como pode ser observado em [9] e [10]. Na transmissão, os principais desafios giram em torno da reconfiguração e do restabelecimento da rede após perturbações [11]. Liu [1x] apresenta uma visão geral de requisitos para que sistemas de transmissão inteligentes sejam capazes de se autorrestabelecer, mas nenhum desenvolvimento prático é apresentado.

Em resumo, pode-se verificar que grande parte do trabalho de pesquisa existente sobre SHS e AHS permanece no campo teórico, não apresentando métodos consolidados e soluções práticas capazes de perfazerem o autorrestabelecimento de sistemas de transmissão após perturbações.

É importante ressaltar algumas questões relacionadas ao autorrestabelecimento de sistemas de transmissão que devem orientar a implementação de uma solução real, as quais destacam a contribuição e a importância deste trabalho [12]:

- A característica malhada dos sistemas de transmissão, combinada com os critérios de planejamento N-1, garante que o desligamento de uma única linha de transmissão ou de transformador não provoca interrupção de carga. Portanto, o objetivo das estratégias SHS e AHS para sistemas de transmissão é garantir condições

(agilidade e segurança) para o restabelecimento de equipamentos desligados após perturbações, mesmo que não existam cargas interrompidas.

- Os agentes responsáveis pela operação de sistemas de transmissão devem seguir os procedimentos operativos de manobras e de recomposição. Portanto, ao contrário dos sistemas de distribuição, nem o operador e nem uma ferramenta computacional podem tomar decisões diferentes das previstas nos procedimentos operativos.
- A existência de um operador nacional, bem como de outros agentes de transmissão, distribuição e geração, que participam da coordenação e da execução de processos de restabelecimento e recomposição em tempo real, mostram que as ferramentas de apoio à decisão projetadas para lidar com este processo não podem desempenhar autonomia total. Em outras palavras, deve-se admitir a possibilidade de interação com os operadores. Dessa forma, o conceito AHS torna-se mais aderente ao modelo de operação dos sistemas de transmissão do que o conceito SHS, uma vez que algumas decisões dependem de outros agentes.

No cenário atual em que os operadores do centro de operação executam as ações de restabelecimento, fatores como pressões internas e externas, excesso de informação (avalanches de alarmes) e quantidade de procedimentos a serem obedecidos, indicam que os modelos tradicionais de restabelecimento são lentos, estressantes e fortemente dependentes das habilidades pessoais e do conhecimento dos operadores. Apesar dessas dificuldades, as características acima descritas revelam que o processo de restabelecimento possui etapas bem definidas e pode ser suportado por sistemas inteligentes tais como os sistemas especialistas. Para corroborar com o propósito deste trabalho, o fato dos centros de operação atuais terem bons recursos para supervisionar e comandar remotamente os vários tipos de equipamentos nas subestações, o torna um local bastante apropriado para este tipo de funcionalidade.

Este artigo apresenta, portanto, uma metodologia aplicada para tomada de decisão em tempo real, para diagnóstico e restabelecimento de sistemas de transmissão, inspirado no conceito AHS, utilizando Sistemas Especialistas.

## 2.0 - SISTEMAS ESPECIALISTAS

Weiss [13] define um Sistema Especialista como aquele que lida com problemas complexos do mundo real que requerem a interpretação de um especialista e, assim, resolve esses problemas usando um modelo computacional baseado no raciocínio de um especialista humano. Esse tipo de sistema computacional é projetado para resolver problemas por meio de conjuntos de regras do tipo “Se <premissa> então <conclusão>” ou “Se <condição> então <ação>” em vez de códigos e algoritmos tradicionais.

A estrutura de um sistema especialista é dividida em um mecanismo de inferência e bases de conhecimento. As bases de conhecimento representam fatos e regras. O mecanismo de inferência recebe as entradas e aplica as regras contidas nas bases de conhecimento a fim de produzir as saídas e os resultados desejados.

Considerando os diversos sistemas inteligentes, existe um consenso de que os Sistemas Especialistas não são bons em lidar com imprecisões, uma vez que têm pouca adaptabilidade e capacidade de aprendizado. No entanto, esta metodologia tem a vantagem de representar o conhecimento humano e a capacidade de explicação [14, 15]. Além de sistemas especialistas, outros métodos baseados em regras heurísticas e sistemas de apoio à decisão também se apresentam eficientes ao lidarem com os desafios de operação de sistemas elétricos [16, 17].

## 3.0 - ESTRUTURA DO ASSISTED HEALING SYSTEM

No centro de operação do sistema, a maioria das informações necessárias para execução das atividades de operação está disponível no sistema supervisorio, o qual é responsável por mostrar o que está acontecendo em tempo real. Ao mesmo tempo, procedimentos operativos determinam “o que fazer” em tempo real.

O objetivo dos engenheiros responsáveis por preparar os procedimentos operacionais é produzi-los com máxima clareza e objetividade, para que possam ser facilmente compreendidos pelos operadores. No entanto, devido ao grande volume de documentos, à constante expansão do sistema elétrico, à evolução da tecnologia e à quantidade de pessoas envolvidas nesta atividade, nota-se que o vocabulário, o estilo e a padronização de termos mudam gradualmente ao longo do tempo. Este fato torna-se um obstáculo no desenvolvimento de um algoritmo capaz de interpretar e comparar, automaticamente, os procedimentos operativos aos dados do sistema supervisorio, o que é um aspecto relevante para o restabelecimento do sistema de transmissão.

### 3.1 Entradas

A primeira parte da estrutura do AHS é responsável pela identificação de equipamentos “fora de operação”, tarefa que utiliza informações provenientes do módulo de configuração de redes do EMS/SCADA. O sistema deve monitorar todos os alarmes e sinalizações de proteção atuada que são reportados das instalações de transmissão para centro de operação através do sistema SCADA, e procurar os termos específicos que caracterizam o desarme de equipamentos. Novamente, a existência de padrões nas tags de alarme e sinais de proteção é essencial para a aplicação de sistemas especialistas.

O sistema executa varreduras nos alarmes de modo que todas as informações importantes possam ser capturadas com precisão [18]. Essa etapa acionará todas as demais etapas do AHS.

### 3.2 Bases de conhecimento

A relação entre tags de alarmes e equipamentos é armazenada no banco de dados do equipamento. Da mesma forma, as filosofias de proteção para cada família de equipamento tais como transformadores, linhas de

transmissão, barramentos, reatores, capacitores, unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos, disjuntores, é armazenada no banco de dados de proteção. Por exemplo, se o equipamento "fora de operação" for um transformador ou um reator, uma certa parte da base de conhecimento deve ser utilizada. A Tabela 1 ilustra um exemplo de esquemas de proteção para transformadores, reatores, linhas de transmissão e barramentos, juntamente com cada uma de suas palavras-chave (tags de proteção) que são consideradas pelo mecanismo de inferência para processar as entradas mencionadas anteriormente e produzir diagnósticos.

Tabela 1 - Exemplos de funções de proteção utilizadas para transformadores, reatores, linhas de transmissão e barramentos

	Função de proteção	Palavras-chave para as tags de proteção
Transformador/Reator	Sobreaquecimento de óleo	26, oil
	Sobreaquecimento de enrolamento	49, coil
	Sobrecorrente de fase	51
	Sobrecorrente de neutro	51N
	Sobrecorrente de terra	51G
	Sobretensão de sequencia zero	59G
	Relé de gás/pressão	63, gas
	Nível de óleo	71
	Bloqueio	86, lock
Linha de Transmissão	Diferencial	87
	Relé de distância	21
	Relé de distância de neutro	21N
	Falta durante energização	50LP
	Sobretensão	59
	Sobrecorrente direcional de neutro	67N
	Bloqueio por oscilação de potência	68
	Envio de transfertrip	77
	Perda de sincronismo	78
	Religamento	79
Barra	Receção de transfertrip	85
	Bloqueio	86, lock
	Subtensão	27
	Falha de disjuntor	62BF, 50BF, 50/62
	Diferencial	87

As precondições para restabelecimento também devem ser incluídas nas bases de conhecimento. Sendo assim, com o objetivo de transformar os textos das precondições em informações lógicas e armazenáveis em bancos de dados, este artigo também propõe a desmontagem das precondições em três partes ou blocos distintos. No entanto, as precondições de restabelecimento de um determinado equipamento em geral não se resumem em uma única regra, mas sim em um conjunto de regras. A Figura 1 ilustra a construção de uma precondição usando os operadores booleanos AND e OR. Desta forma, é possível criar qualquer conjunto de precondições presente nos procedimentos operativos.

O tipo de precondição está diretamente relacionado ao propósito da precondição. Por exemplo, quando os estudos pré-operacionais estabelecem que energização de uma linha de transmissão não deve provocar sobretensões nas proximidades do sistema de potência, o parâmetro "tensão máxima de pré-energização" é definido para aquele equipamento. Neste caso, "tensão máxima de pré-energização" é o tipo de precondição. Existem diferentes tipos de precondições que são mostrados na Tabela 2.

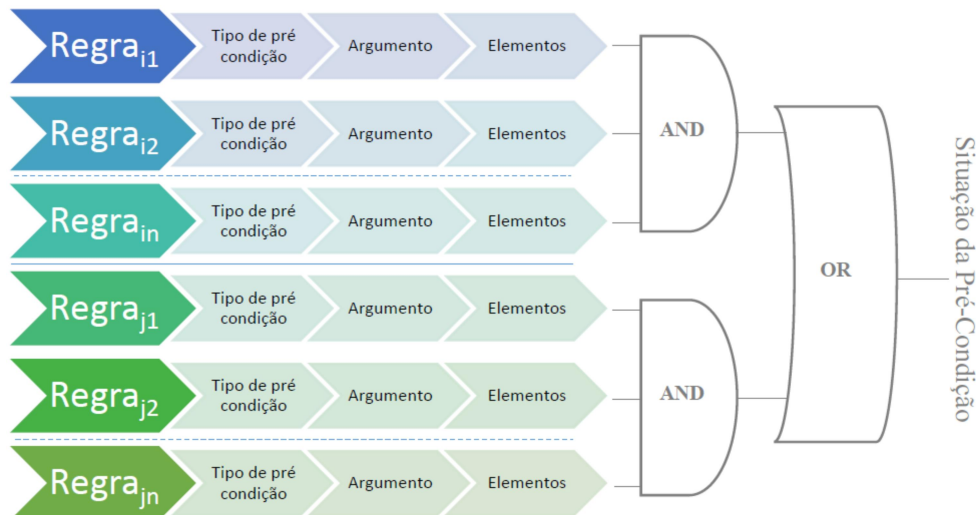


Figura 1 - Esquema representativo da construção de uma pré-condição usando os operadores booleanos AND e OR.

Tabela 2 - Tipos de pré-condições e seus objetivos

Tipo de pré-condição	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.

Quando as regras se referem a medições analógicas (por exemplo, nível máximo / mínimo de tensão, ângulo máximo entre dois barramentos ou carga máxima / mínima em uma região), o argumento assume um número inteiro que será o fator de referência da regra de análise. Por exemplo, se o procedimento operativo define que a tensão máxima de pré-energização de uma linha de transmissão de 345kV é 362kV, o valor 362 é o argumento da pré-condição.

Por outro lado, quando a pré-condição se refere ao status do equipamento ("equipamento ligado", "equipamento desligado" ou "topologia mínima"), os valores 0 ou 1 são atribuídos para os estados "desligado" e "ligado" respectivamente. Assim, quando a pré-condição estabelece uma regra de topologia mínima tal como "pelo menos três geradores conectados em uma usina que possui seis geradores", é possível "somar" o estado dos seis geradores a fim de alcançar o resultado esperado. Neste exemplo, o argumento é o número três.

Elementos são as tags das medições disponíveis no EMS/SCADA. Por exemplo, se a regra é "tensão máxima de pré-energização igual a 362kV na subestação Neves 1", o elemento desta pré-condição é a tag de medição de tensão do barramento de 345 kV da subestação Neves 1. Outro exemplo é o seguinte: se a regra é "carga inferior a 500MW na transformação Taquaril 345 / 230kV", os elementos são as medições de potência ativa dos transformadores de subestação Taquaril e o resultado é a soma dessas medições.

Para uma regra que se refere ao estado de um determinado equipamento, o elemento associado é seu próprio tag de estado.

A etapa de execução de comandos demanda uma base de conhecimentos específica, a qual relaciona os equipamentos aos respectivos disjuntores, bem como informações complementares que informam o sentido normal de energização, permissão (ou proibição) para restabelecimento em sentido inverso, topologia dos terminais do equipamento (barra simples mais transferência, barra dupla, disjuntor e meio, anel, etc.), e autonomia/coordenação por parte do ONS para o agente de transmissão.

Depois de estar associado aos respectivos argumentos e elementos, cada um dos tipos de precondição mencionados na Tabela 2 gera uma regra de análise que será melhor explicada no item a seguir.

### 3.3 Mecanismo de inferência

Esta parte do sistema especialista é projetada para aplicar o banco de dados de conhecimento às entradas, a fim de produzir os resultados desejados. Como exemplo, considera-se o seguinte cenário: o EMS indica um transformador “fora de operação” com as proteções “26” e “49” atuadas, e sem indicação de relé de bloqueio. Isso sugere que o equipamento tenha sido desligado por sobrecarga, sobreaquecimento da bobina ou superaquecimento do óleo, o que significa que o equipamento ainda está disponível e, portanto, o operador poderia restabelecê-lo. Essa conclusão deve ser alcançada a partir dos dados de entrada e das bases de conhecimento existentes.

A análise das precondições a partir da perspectiva do mecanismo de inferência consiste na aplicação das regras registradas na base de conhecimento. O sistema deve continuar verificando, em tempo real, se o resultado da precondição é favorável para a execução subsequente das manobras de restauração. De fato, o estado das precondições pode variar a cada instante devido à dinâmica inerente do sistema elétrico.

Por fim, a execução dos comandos de fechamento de disjuntores demanda uma série de considerações que são refletidas em regras no mecanismo de inferência, dentre as quais destacam-se:

- Sentido de energização: o sistema deve obedecer rigorosamente o sentido de energização e de restabelecimento do equipamento.
- Situação do equipamento: nenhuma manobra deve ser realizada caso exista alguma condição impeditiva relacionada ao equipamento desligado, ou se as precondições não estiverem atendidas.
- Situação dos disjuntores: há de se verificar se o disjuntor está em condições de restabelecer o equipamento desligado, ou seja, se o mesmo não encontra-se isolado ou transferido. Se estiver transferido, a manobra deve ser realizada pelo disjuntor de transferência.
- Indicação de serviços de manutenção: caso o equipamento possua alguma etiqueta indicativa de serviços de manutenção em andamento, nenhuma manobra deve ser feita pelo sistema até que o operador certifique-se da segurança das equipes envolvidas.
- Falha de comunicação ou estado simulado: se algum dos pontos de supervisão envolvidos no restabelecimento estiver com falha de comunicação ou com estado simulado pelo operador, nenhuma manobra deve ser feita pelo sistema.
- Cada manobra realizada deve ter sua mudança de estado confirmada pelo sistema antes da execução da manobra seguinte: este requisito visa garantir que não ocorram inversões na sequência de manobras na eventualidade de uma falha de telecomando.

Depois que o mecanismo de inferências processa as entradas, o sistema especialista fornece as informações desejadas para a tomada de decisões. Neste trabalho, o sistema especialista informa ao operador:

- Se o equipamento está disponível (de acordo com as proteções acionadas);
- Se as precondições de restabelecimento estão adequadamente atendidas
- Respostas objetivas quando o equipamento não está disponível ou quando as precondições não são atendidas para que o operador possa tomar outras decisões;
- A sequência de manobras de fechamento de disjuntores para restabelecer o equipamento, a qual pode ser integralmente acionada a partir da interface do sistema protótipo.

Esse processamento é feito individualmente para cada equipamento identificado como “fora de operação”. Cabe ao operador definição da sequência de restabelecimento, decisão que é tomada em conjunto com o ONS.

## 4.0 - SISTEMA PRECOND

Com o objetivo de pôr em prática o método proposto, foi desenvolvido um protótipo do sistema AHS, denominado PRECOND. Este sistema foi projetado para extrair dados em tempo real do EMS da Cemig Geração e Transmissão, e têm a capacidade de enviar comandos em disjuntores para garantir o restabelecimento automático dos equipamentos desligados.

A Figura 2 mostra a tela principal do PRECOND, a partir da qual a lista de equipamentos desarmados pode ser verificada no lado esquerdo. Ao clicar em cada equipamento, o protótipo processa as informações do EMS em tempo real e apresenta o resultado da avaliação em quatro guias distintas: Resumo, Proteções, Pré-Condições e Execução de Comandos. A guia de resumo apresenta, de forma sugestiva, a disponibilidade do equipamento e a visão geral das precondições.

A guia “Proteções” exhibe todos os sinais de proteção acionados para o equipamento selecionado, bem como um breve resumo das funções de proteção que foram ativadas. A guia “Pré-Condições” informa a situação individual de cada grupo de precondições que permite ao operador verificar quais as regras que são atendidas ou não atendidas e, por fim, a guia “Execução de Comandos” orienta o sentido de energização e a sequência de disjuntores a serem manobrados, disponibilizando ao operador um comando que executará cada uma das manobras conforme orientação apresentada.

O protótipo analisa as informações do EMS em tempo real a cada 10 segundos para garantir que o operador tenha análises confiáveis e atualizadas.

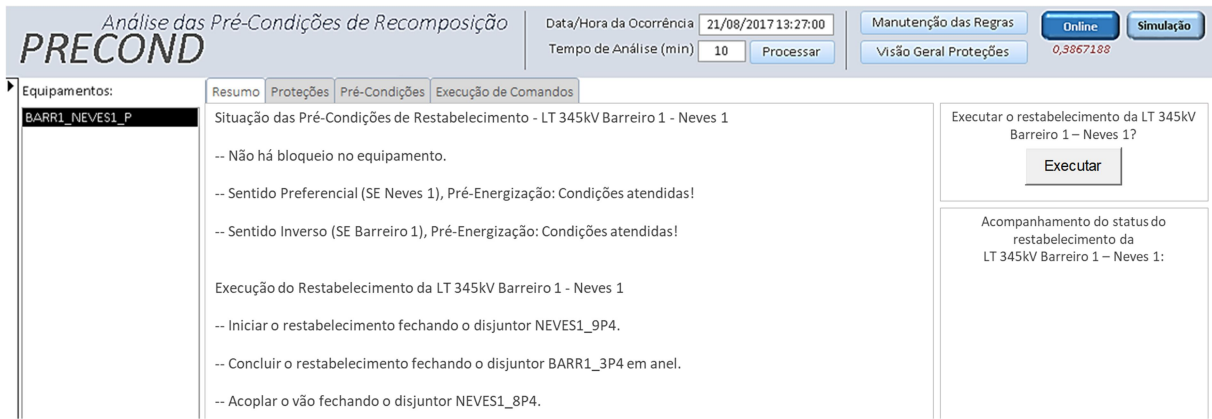


Figura 2 - Tela principal do PRECOND

## 5.0 - SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Para comprovar os ganhos obtidos com a metodologia proposta, quatro cenários distintos de perturbações envolvendo subestações de extra alta tensão da Cemig GT, foram previamente planejados e modelados em uma plataforma de simulação idêntica à plataforma utilizada pelos operadores. Os cenários têm as seguintes características [19, 20]:

- Cenário 1: desarme simples da LT 345kV Pimenta - Taquaril, com relés de distância e sobrecorrente direcional operados, transfer trip, relé de bloqueio não operado. Pré-condições não atendidas (sobretensão nos dois barramentos). Disjuntores de ambos os terminais abertos e em condições normais;
- Cenário 2: desarme duplo das LT 500kV Bom Despacho 3 - Neves 1 (circuitos 1 e 2), proteções atuadas para o circuito 1: proteção de distância zona 2; proteções acionadas para o circuito 2: proteção de distância zona 1 e relé de bloqueio operado, com pré-condições parcialmente atendidas; Disjuntor NEVES1\_6U4 isolado; Disjuntor NEVES1\_10U4 isolado;
- Cenário 3: perturbação múltipla na subestação Neves 1 500kV:
  - Autotransformador ATR T1 500 / 345kV da subestação Neves 1, proteção de gás e bloqueio. Pré-condições não atendidas (os disjuntores NEVES1\_2F4 e NEVES1\_3F4 devem estar abertos, mas ambos estão fechados);
  - Autotransformador ATR T2 500 / 345kV da subestação Neves 1, proteção de sobrecorrente de neutro temporizada. Pré-condições não atendidas (os disjuntores NEVES1\_5F4 e NEVES1\_6F4 devem estar abertos, mas ambos estão fechados); no lado de alta tensão, o transformador é ligado direto ao barramento de 500kV. Neste caso, considerou-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 Neves1 - Taquaril, sem indicação de proteção atuada (desligamento por configuração). Pré-condições atendidas;
  - LT 345kV Neves1 - Sete Lagoas 4, sem indicação de proteção (desligamento por configuração). Pré-condição não atendida (pelo menos um dos transformadores 500 / 345kV da estação Neves 1 deve estar ligado, mas ambos estão desligados);
  - LT 345kV Barreiro 1 - Neves1, desarme por atuação de esquema de controle de emergência (ECE). Pré-condições atendidas. Abertura somente no terminal da SE Neves 1.
- Cenário 4: Blackout na SE Barreiro 1 345kV, com indicação de proteção diferencial do barramento de 345kV e relé de bloqueio operado. Nenhuma indicação de proteção para as três linhas de transmissão de 345kV, nem para os seis autotransformadores de 345 / 138kV. Três dos autotransformadores e duas das linhas de transmissão com pré-condições não atendidas. Os demais equipamentos com pré-condições atendidas; Disjuntores de ambos os terminais abertos e em condições normais para os seguintes equipamentos: LT 345kV Barreiro 1 – Neves 1, LT 345kV Barreiro 1 – Pimenta e SE Barreiro 1, ATR 1, 2, 4 e 6; LT 345kV Barreiro 1 – Taquaril: Abertura somente no terminal da SE Taquaril; SE Barreiro 1, ATR 3: Disjuntor do lado de alta tensão transferido; ATR 5: Disjuntor do lado de baixa tensão transferido;

O objetivo do simulado foi medir o tempo gasto na “primeira reação” dos operadores, e a precisão de suas decisões. Em outras palavras, o objetivo era calcular o tempo gasto interpretando e concluindo corretamente a disponibilidade, a situação das pré-condições, e a sequência de restabelecimento para todos os equipamentos desarmados, sem o auxílio do método proposto. A primeira reação é considerada crítica para a tomada de decisões, pois qualquer interpretação equivocada pode prejudicar todo o processo de restabelecimento, e colocar em risco a integridade física do equipamento e do sistema de elétrico. Convém ressaltar que os operadores não tinham conhecimento prévio dos cenários.

A primeira parte da simulação é finalizada no momento em que o operador avalia e conclui a situação geral da perturbação e quais ações devem ser adotadas. Na segunda parte da simulação, com o apoio do sistema PRECOND e algumas ligeiras diferenças em cada cenário, o operador avalia novamente a situação do cenário, considerando os mesmos critérios.

Esta dinâmica foi repetida para os quatro cenários propostos, para cada operador.

Durante as simulações, foram registrados o tempo gasto para: avaliação inicial de disponibilidade e de proteções operada; avaliação das condições para restabelecimento no sentido normal e; avaliação das condições para restabelecimento no sentido inverso. A Tabela 3 apresenta o tempo médio gasto pelos operadores para atingir dois objetivos diferentes, e a precisão média de suas avaliações para cada cenário. "Objetivo 1" refere-se à avaliação inicial de disponibilidade, verificação de proteções operadas e avaliação de condição para restabelecimento no sentido normal. O "Objetivo 2" refere-se aos mesmos objetivos considerados no "Objetivo 1", acrescentando a avaliação das condições para restabelecimento no sentido inverso.

Tabela 3 - Tempo médio gasto e a respectiva precisão da avaliação para cada cenário, sem o PRECOND

	Objetivo 1		Objetivo 2	
	Tempo (s)	Precisão (%)	Tempo (s)	Precisão (%)
<b>Cen. 1</b>	108	100	240	100
<b>Cen. 2</b>	192	100	258	100
<b>Cen. 3</b>	198	100	228	100
<b>Cen. 4</b>	216	100	300	100

Embora todos os operadores tenham avaliado corretamente os cenários apresentados em ambos os objetivos, o tempo médio gasto para chegar às conclusões mostrou uma variação significativa para os cenários modelados.

Na segunda parte das simulações, momento em que os operadores contaram com o PRECOND, foi avaliado o tempo gasto para atingir as metas mencionadas e a precisão das análises fornecidas pela ferramenta proposta. É importante notar que o PRECOND processa os objetivos 1 e 2 simultaneamente. A

Tabela 4 mostra o resultado do processamento do PRECOND para cada cenário, bem como o tempo gasto pelo sistema para processar todas as entradas no item 3.1. A coluna "Resumo - PRECOND" traz todo o entendimento que o operador precisa ter sobre a perturbação de maneira textual. Em outras palavras, o texto fornece um resumo das proteções atuadas, a eventual atuação de relé de bloqueio, a situação das condições de restabelecimento nos sentidos normal e inverso (evidenciando quais partes das condições porventura não estejam atendidas) e as sequência de manobras de fechamento de disjuntores para restabelecimento.

Embora os resultados emitidos pelo PRECOND não gastem mais que 10 segundos para serem processados, o tempo gasto pelos operadores para compreender a análise realizada pelo PRECOND deve ser considerado. Em todos os casos e cenários, este tempo consumido foi menos de meio minuto. Isso demonstra que, para qualquer cenário, o PRECOND foi capaz de fornecer todas as informações necessárias para a tomada de decisões em um tempo significativamente menor do que o gasto pelos operadores sem o auxílio do sistema protótipo. Por esse motivo, pode-se verificar na Tabela 5 que o método apresentado trouxe ganhos mensuráveis tais como economia de tempo de até quatro minutos (o que significa de 500% a 700% de economia de tempo com a análise do cenário mais complexo proposto).

Tabela 4 - Resultado do processamento do PRECOND para cada cenário proposto

	Resumo - PRECOND	T(s)
<b>Cen. 1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>LT 345kV Pimenta – Taquaril fora de serviço; sem bloqueio; proteções: 21Z1 + 67N + 77/85; condições sentido normal não atendidas: tensão igual ou inferior a 362kV na SE Pimenta (valor atual 365 kV); condições sentido inverso não atendidas: tensão igual ou inferior a 362kV na SE Taquaril (valor atual 365 kV); terminais DE e PARA abertos: avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor PIME_9P4. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor TAQU_10P4 em anel.</li> </ul>	3,50 s
<b>Cen. 2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>LT1 500kV Bom Despacho 3 – Neves 1 fora de serviço; sem bloqueio; proteções: 21Z2; condições sentido normal não atendidas: tensão igual ou inferior a 550kV na SE Bom Despacho 3 (valor atual 553 kV); Precondições sentido inverso atendidas; terminais DE e PARA abertos: avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BDESP3_9U4. O disjuntor preferencial para fechamento em anel (NEVES1_6U4) está isolado. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_7U4. Acoplar o vão fechando o disjuntor BDESP3_10U4.</li> <li>LT2 500kV Bom Despacho 3 – Neves 1 fora de serviço; bloqueio (NEVES1_9_10U86TTP); proteções: 21Z1; condições sentido normal não atendidas: tensão igual ou inferior a 550kV na SE Bom Despacho 3 (valor atual 553 kV); condições sentido inverso atendidas; terminais DE e PARA abertos: avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BDESP3_12U4. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_9U4 em anel. Acoplar o vão fechando o disjuntor BDESP3_13U4.</li> </ul>	3,09 s
<b>Cen. 3</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>LT 345kV Neves1 – Taquaril fora de serviço (por configuração); sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal atendidas; condições sentido inverso atendidas.</li> <li>LT 345kV Neves1 – Sete Lagoas 4 fora de serviço (por configuração); sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal atendidas; condições sentido inverso não atendidas: em serviço, pelo menos 1 equipamento dentre os seguintes: NEVES1_T001, NEVES1_T002 (0 em serviço).</li> <li>TR T2 500/345kV Neves 1 fora de serviço; sem bloqueio; proteções: 51N; condições sentido normal não atendidas: equipamentos desligados: NEVES1_5F4_AF, NEVES1_6F4_AF (2 fechados); condições sentido inverso não atendidas: equipamentos desligados: NEVES1_5F4_AF, NEVES1_6F4_AF (2 fechados).</li> <li>TR T1 500/345kV Neves 1 fora de serviço; bloqueio (NEVES1_1T86); proteções: 63; condições sentido normal não atendidas: equipamentos desligados: NEVES1_2F4_AF, NEVES1_3F4_AF (2 fechados); condições sentido inverso atendidas: equipamentos desligados: NEVES1_2F4_AF, NEVES1_3F4_AF (2 fechados).</li> <li>LT 345kV Barreiro 1 – Neves1 fora de serviço; sem bloqueio; atuação de ECE; condições sentido normal atendidas; condições sentido inverso atendidas; terminal DE aberto e terminal PARA fechado. Avaliar fechamento do terminal DE em anel, sentido inverso. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_9P4 em anel.</li> </ul>	7,29 s

## Resumo - PRECOND

T(s)

Cen. 4	<ul style="list-style-type: none"> <li>Barramento 345kV Barreiro 1 fora de serviço; bloqueio (BARREIRO 1 BP86); proteções: 87; sem informação de condições para barramentos.</li> <li>LT 345kV Barreiro 1 – Taquaril fora de serviço; sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal não atendidas: em serviço, pelo menos 1 equipamento dentre os seguintes: BARR1_PIME_P, BARR1_NEVES1_P (0 em serviço), em serviço pelo menos 1 equipamento dentre os seguintes: BARR1_T001, BARR1_T002, BARR1_T003, BARR1_T004 (0 em serviço); condições sentido inverso atendidas; terminal DE aberto e terminal PARA fechado. Avaliar fechamento do terminal DE em anel, sentido inverso. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_12P4 em anel.</li> <li>LT 345kV Barreiro 1 – Pimenta fora de serviço; sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal atendidas; condições sentido inverso não atendidas: em serviço, pelo menos 1 equipamento dentre os seguintes: BARR1_TAQU_P, BARR1_NEVES1_P (0 em serviço), em serviço, pelo menos 1 equipamento dentre os seguintes: BARR1_T001, BARR1_T002, BARR1_T003, BARR1_T004 (0 em serviço); terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor PIME_6P4. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_8P4 em anel.</li> <li>LT 345kV Barreiro 1 – Neves 1 fora de serviço; sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal não atendidas: tensão igual ou inferior a 362kV na SE NEVES1 (valor atual 365 kV); Precondições sentido inverso não atendidas: em serviço, pelo menos 1 equipamento dentre os seguintes: BARR1_PIME_P, BARR1_TAQU_P (0 em serviço), em serviço, pelo menos 1 equipamento dentre os seguintes: BARR1_T001, BARR1_T002, BARR1_T003, BARR1_T004 (0 em serviço); terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor NEVES1_9P4. Acoplar o vão fechando o disjuntor NEVES1_8P4. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_3P4 em anel.</li> <li>TR T1 345/138kV Barreiro 1 fora de serviço; sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal atendidas; condições sentido inverso atendidas; terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_2K4. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_2P4 em anel.</li> <li>TR T2 345/138kV Barreiro 1 fora de serviço; sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal não atendidas: equipamentos desligados: BARR1_11F4_AF, BARR1_13F4_AF, BARR1_15F4_AF (3 ligados); Precondições sentido inverso não atendidas: equipamentos desligados: BARR1_11F4_AF, BARR1_13F4_AF, BARR1_15F4_AF (3 ligados);</li> <li>TR T3 345/138kV Barreiro 1 fora de serviço; sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal atendidas; condições sentido inverso atendidas; terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_15K4. O disjuntor preferencial para fechamento em anel (BARR1_9P4) está transferido. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_5P4.</li> <li>TR T4 345/138kV Barreiro 1 fora de serviço; sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal atendidas; condições sentido inverso atendidas; terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_12K4. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_7P4 em anel.</li> <li>TR T5 345/138kV Barreiro 1 fora de serviço; sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal atendidas; condições sentido inverso não atendidas: em serviço, pelo menos 1 equipamento dentre os seguintes: BARR1_T006 (0 em serviço); terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_10P4. O disjuntor preferencial para fechamento em anel (BARR1_18K4) está transferido. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_19K4.</li> <li>TR T6 345/138kV Barreiro 1 fora de serviço; sem bloqueio; sem indicação de proteção; condições sentido normal atendidas; condições sentido inverso não atendidas: em serviço, pelo menos 1 equipamento dentre os seguintes: BARR1_T005 (0 em serviço); terminais DE e PARA abertos. Avaliar restabelecimento sentido normal. Iniciar o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_11P4. Concluir o restabelecimento fechando o disjuntor BARR1_20K4 em anel.</li> </ul>	8,57 s
--------	---	-----------

Também devem ser considerados ganhos não mensuráveis tais como maior segurança e precisão das análises, e diminuição de estresse e riscos de qualquer análise equivocada, devido ao fato de o operador não precisar mais examinar longas listas de alarmes e analisar procedimentos operativos extensos, cujo acesso consome um tempo considerável.

Tabela 5 - Comparação entre os resultados obtidos com e sem o PRECOND

	Tempo gasto sem PRECOND		Tempo gasto com PRECOND		Ganho médio	
	Objetivo 1	Objetivo 2	(Tempo de Processamento + Compreensão do Operador)		Objetivo 1	Objetivo 2
Scn1	108	240	3,5	+ 30	322%	716%
Scn2	192	258	3,09	+ 30	580%	780%
Scn3	198	228	7,29	+ 30	531%	611%
Scn4	216	300	8,57	+ 30	560%	778%

Esses resultados também permitem concluir que os ganhos com o PRECOND podem ser ainda maiores para perturbações mais complexas, nas quais podem ocorrer o fenômeno conhecido como “avalanche de alarme”. É importante mencionar que o PRECOND foi previamente testado pelo autor em cada cenário planejado para que não houvesse falha nas saídas do PRECOND durante as simulações.

## 6.0 - CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi apresentar uma aplicação prática dos conceitos AHS para sistemas de transmissão utilizando a metodologia Sistemas Especialistas. Esta metodologia permite a consolidação de todas as características e particularidades do problema a ser resolvido, cuja implementação visa reproduzir exatamente a maneira como os próprios operadores lidam com o problema. Uma das vantagens a ser destacada é que esta metodologia de inteligência artificial dispensa intervenção nos códigos e na estrutura do sistema computacional quando uma alteração topológica acontece na rede quando de atualização dos procedimentos de operação. Essas alterações são realizadas apenas no nível das bases de conhecimento. Eventualmente, essas mudanças podem exigir um esforço considerável, dependendo da complexidade das condições impostas. O tempo economizado durante o processo de restabelecimento é o principal resultado obtido com o método proposto. Além disso, traz a vantagem de evitar falhas inerentes às suas características de compreensão humana - especialmente quando é submetida a estresse - garantindo total conformidade com as condições necessárias para



o restabelecimento, que é um ganho não mensurável relevante. De fato, se as regras de análise são corretamente registradas, a precisão das análises é absoluta.

Outra vantagem da metodologia proposta é o tratamento individualizado de cada equipamento indicado na condição “fora de serviço”. Ou seja, em uma eventual perturbação de grande vulto, o sistema desempenhará adequadamente ao mostrar todos os equipamentos desligados e suas respectivas análises.

O protótipo desenvolvido utiliza telemedições disponíveis no EMS/SCADA. Embora essas telemedições sejam razoavelmente confiáveis, qualquer falha nos medidores pode implicar em decisões enganosas do sistema. Uma alternativa para superar este problema é o uso de informações do módulo estimador de estado do EMS, garantindo tratamento adequado para a eventual indicação de “erro grosseiro”. Deve-se ressaltar que o operador também está sujeito às mesmas decisões equivocadas no caso de erros relacionados às telemedições, utilizando ou não o PRECOND.

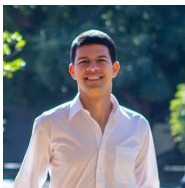
Ressalta-se que este trabalho não traz quaisquer pretensões de substituição das habilidades técnicas dos operadores, mas sim propõe adicionar inteligência computacional com alta capacidade de processamento de massa de dados ao centro de operações, reduzindo o tempo gasto na busca de informações e análises. Em todos os casos, os operadores têm um papel fundamental a ser cumprido. Eles permanecem responsáveis por garantir a execução correta do processo de restabelecimento, uma tarefa que se torna muito mais segura e rápida com o uso da metodologia apresentada.

A solução pode ser facilmente aplicada a outras empresas que operam sob regulação semelhante à Cemig GT. Em quaisquer casos, as regras podem ser adaptadas a outros modelos de operações.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. S. Liu, Y. H. Hou, C. C. Liu, and R. Podmore, “[The healing touch: Tools and challenges for smart grid restoration](#)” IEEE Power Energy Magazine, vol. 12, no. 1, pp. 54–63, Jan./Fev. 2014.
- [2] DOE – U.S. Department of Energy. “[2014 Smart Grid System Report](#)”. Report to Congress, Agosto 2014;
- [3] G. Xiang, A. Xin, “[The application of Self-Healing technology in Smart Grid](#)”, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2011 Asia-Pacific, Março 2011;
- [4] V. Koutsoumpas, P. K. Gupta, “[Towards a constraint based approach for Self-Healing Smart Grids](#)”, SE4SG, San Francisco, CA, USA, 2013;
- [5] R. Gupta, D. K. Jha, V. K. Yadav, S. Kumar, “[A multi-agent based Self-Healing Smart Grid](#)”, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), IEEE PES Asia-Pacific, Dezembro 2013;
- [6] C. Wei, “[A Conceptual Framework for Smart Grid](#)”, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific, Março 2010;
- [7] M. Amin, “[Challenges in reliability, security, efficiency, and resilience of energy infrastructure: toward smart Self-Healing electric power grid](#)”, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Julho 2008;
- [8] D. Ghosh, R. Sharman, H. Raghav Rao, S. Upadhyaya, “[Self-healing systems - survey and synthesis](#)”, Elsevier, Decision Support Systems, vol. 42, no. 4, pp. 2164–2185, 2007;
- [9] M. Eriksson, M. Armendariz, O. O. Vasilenko, A. Saleem, L. Nordström, “[Multiagent-based distribution automation solution for selfhealing grids](#)”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume: 62, Issue: 4, Abril 2015.
- [10] J. Leite, J. R. S. Mantovani, “[Development of a Self-Healing Strategy With Multiagent Systems for Distribution Networks](#)”, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 8, Issue: 5, Setembro 2017.
- [11] X. Cao, H. Wang, Y. Liu, R. Azizipanah-Abarghooee, V. Terzija, “[Coordinating self-healing control of bulk power transmission system based on a hierarchical top-down strategy](#)”, Elsevier, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 90, Pages 147-157, Setembro 2017.
- [12] F. A. S. Antunes, P. M. Silveira, “[Expert transmission assisted-healing system application based on alarms and real-time measurements](#)”, Electrical Engineering, Springer, maio / 2019
- [13] S. M. Weiss, C. A. Kulikowski, “Computer Systems That Learn: Classification and Prediction Methods from Statistics, Neural Nets, Machine Learning and Expert Systems”. Morgan Kaufmann 1990, ISBN 1-55860-065-5.
- [14] J. Alagha, “[Expert system neural fuzzy system](#)”, Hybrid intelligent systems: Neural expert systems and neuro-fuzzy systems, 2012.
- [15] G. Cardoso Jr, J. G. Rolim, H. H. Zürn, “[Fault diagnosis in power systems: Definition of the problem and approach using artificial intelligence](#)” Controle & Automação Magazine, vol.15 n.º.2, Abril, Maio, Junho 2004.
- [16] S. A. N. Sarmadi, A. S. Dobakhshari, S. Azizi, A. M. Ranjbar, “[A sectionalizing method in power system restoration based on WAMS](#)”, IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 2, Issue: 1, Março 2011.
- [17] M. M. Adibi, R. W. Alexander, D. P. Milanicz, “[Energizing high and extra-high voltage lines during restoration](#)”. IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 14, Issue: 3, Agosto 1999.
- [18] D. S. Kirschen, B. F. Wollenberg, “[Intelligent Alarm Processing in Power Systems](#)” Proceedings of the IEEE, Vol. 80, n.º.5, Maio 1992.
- [19] ONS, Procedimentos de Rede, Submodulo 10.21: “Preparação para Manobras na Área 500/345kV Minas Gerais. IO-PM.SE.5MG”, rev 124. Novembro 2018.
- [20] ONS, Procedimentos de Rede, Submodulo 10.21: “Esquemas Especiais da Área 500/345kV Minas Gerais. IO-EE.SE.5MG”, rev 74. Dezembro 2018.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Fábio é doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2019), universidade na qual também obteve os títulos de Mestre e Especialista. É graduado em Engenharia Elétrica pela UNESP (Ilha Solteira) em 2005 e trabalha no COS da Cemig GT há doze anos, atuando durante este período nas áreas de pré-operação, operação em tempo real, e pós operação. Atualmente coordena o processo de programação de intervenções do COS Cemig e também coordena o grupo de trabalho “GT Automação” da Cemig GT.