

Sistema Interativo para Diagnóstico de Falhas em Equipamentos Mediante Redes Bayesianas

J. Coelho, R. C. G. Teive, C. C. B. Camargo, P. C. Charles, A. Rodigheri, T. Lange, *UFSC e*

L. Cimino Jr., R. G. Ribeiro, A. O. Reinig, *ISA-CTEEP*

Resumo— Esse artigo propõe um sistema inteligente para resolver problemas de diagnósticos de falhas que envolvem componentes da FT (Função de Transmissão) de um sistema de transmissão de energia elétrica. A metodologia proposta baseia-se em Redes Bayesianas (RBs) e modela falhas relativas às FT consoante à Resolução Normativa ANEEL 270/07. O diagnóstico de falhas é um problema complexo, não trivial, e sua solução usualmente necessita de conhecimento e experiência sobre os equipamentos, sistemas de transmissão e modos de falha. A metodologia proposta permite definir a mais provável causa de uma falha e mensura o impacto dessa por meio do índice de desempenho Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), quando conhecidas as evidências sobre o estado de equipamentos e/ou causas. Para permitir o raciocínio computacional fidedigno, foi utilizada uma base de dados do desempenho da proteção de uma concessionária de Transmissão de Energia Elétrica, onde foram obtidas as probabilidades dos modos de falha, ao aplicar critérios de seleção de amostras em conformidade com a Resolução Normativa mencionada.

Palavras-chave— Sistemas de transmissão, gerenciamento de ativos, diagnóstico de falhas, inteligência artificial, Redes Bayesianas.

I INTRODUÇÃO

Com o setor elétrico brasileiro estimulando cada vez mais a competição entre seus agentes, as concessionárias de energia elétrica têm que manter a disponibilidade de seus ativos devido ao rápido crescimento da demanda, pressões econômicas, restrições de rentabilidade, monitoramento da qualidade do serviço e, principalmente, face à maior dificuldade para a implantação de novos empreendimentos devido às crescentes restrições ambientais.

Esta questão se tornou ainda mais importante a partir da entrada em vigor da Resolução Normativa ANEEL 270/07 [01], a qual definiu penalizações por indisponibilidade para os sistemas de transmissão de energia elétrica, realçando a importância da manutenção dos ativos de transmissão e o consequente diagnóstico eficiente de falhas que possam contribuir para as penalizações previstas naquela resolução. O diagnóstico eficiente vai permitir que se busquem ações corretivas para a minimização destas penalizações.

O diagnóstico de falhas é um problema complexo, não trivial, e cuja solução usualmente necessita de grande experiência e conhecimento sobre os equipamentos, das redes elétricas e dos seus modos de falha. Neste sentido, a metodologia proposta na pesquisa, define a causa mais provável de uma falha e quantifica o impacto da mesma por meio de um novo índice, análogo ao índice de desempenho

RPN (Risk Priority Number), que contabiliza tanto a frequência de ocorrência da falha como a duração e a importância da mesma. Assim, permite hierarquizar as falhas através deste novo índice RPN*, quando conhecidas as evidências sobre o estado de equipamentos e/ou causas. Este índice RPN* está diretamente relacionado com a possível penalização que a empresa de transmissão receberia, em função da indisponibilidade do seu ativo [02].

Por outro lado, cabe salientar que uma parcela significativa das informações envolvidas neste problema de diagnóstico é imprecisa, envolvendo incertezas, principalmente relacionadas aos: erros de transmissão ou perda de dados; condições de operação da rede elétrica; condições climáticas no momento da falha; má operação ou não operação dos equipamentos de proteção; e falhas humanas causadas pelo *stress* ou pela falta de treinamento, por exemplo. [03].

Em função das incertezas envolvidas no problema de diagnóstico de falhas em redes de energia elétrica, torna-se necessário o uso do raciocínio probabilístico para a sua solução. Assim, na presente pesquisa foi proposto um sistema inteligente baseado em Redes Bayesianas (RBs), também conhecidas como Sistemas Especialistas Probabilísticos (SEP). As RBs são técnicas computacionais que buscam emular o raciocínio probabilístico, sendo utilizadas principalmente em problemas de diagnósticos. A base das RBs é formada por conceitos de probabilidades e teoria de grafos. Variáveis aleatórias podem ser representadas como nós em um grafo orientado acíclico, onde as dependências condicionais são representadas como arcos do grafo.

O sistema inteligente proposto permite a simulação de desempenho de ativos da rede elétrica (linhas de subtransmissão e transmissão, transformadores, equipamentos de compensação reativa e outros), levando em consideração os modos de falha envolvidos, penalidades por indisponibilidade, evidências sobre causas ou falhas e todas as relações causa-efeito relativas aos modos de falha do sistema.

Além de fornecer o diagnóstico de falhas, o sistema calcula estimativas do impacto econômico das mesmas, o que permite associar um evento físico ao seu possível impacto financeiro na empresa. A partir do diagnóstico de falhas encontrado pela RB, um sistema baseado em regras propõe um conjunto de ações destinadas a mitigar esta falha.

Para permitir o raciocínio computacional coerente com o problema de diagnóstico de falhas, as tabelas de probabilidades (a priori e condicionais) da RB são calculadas a partir de uma grande base de dados de 10 anos da análise do desempenho da proteção, de uma concessionária de

transmissão brasileira, abrangendo cerca de 490 linhas de transmissão, operando em diversos níveis de tensão, e 380 transformadores, de várias relações de transformação e potência.

Testes efetuados e resultados obtidos em um sistema real, têm demonstrado a grande potencialidade desta ferramenta computacional, vislumbrando-se sua aplicação em diversas áreas dos sistemas de transmissão e subtransmissão, tais como: manutenção, planejamento da expansão e da operação.

II METODOLOGIA UTILIZADA

II.1 Redes Bayesianas

O teorema de Bayes, base para esta teoria, se baseia na definição de eventos condicionais, onde a probabilidade condicional $P(A|B)$ é probabilidade de ocorrer o evento A dado que o evento B tenha ocorrido. A probabilidade condicional $P(A|B)$ pode ser vista como uma fonte de informações ou de propagação de evidências (a ocorrência do evento B ou a evidência de B) que afeta a determinação da probabilidade do evento A.

Este raciocínio probabilístico ou Bayesiano pode ser exemplificado da seguinte forma: a probabilidade de falha (evento A) de uma linha de transmissão será maior se o tempo for adverso (evento B1), e será menor se o tempo for bom (evento B2), sendo que:

$$P(\text{falha}) = P(\text{falha}|\text{tempo adverso}) \cdot P(\text{tempo adverso}) + P(\text{falha}|\text{tempo bom}) \cdot P(\text{tempo bom})$$

Ou, de forma mais compacta:

$$P(A) = P(A/B1) \cdot P(B1) + P(A/B2) \cdot P(B2)$$

Onde: $P(B1) + P(B2) = 1$

$$P(A/B1) > P(A/B2)$$

As Redes Bayesianas seguem o paradigma simbólico da inteligência artificial e caracterizam-se basicamente por prover um formalismo para o raciocínio a respeito de crenças parciais sobre condições de incertezas [04]. Constata-se a adequada inserção desta tecnologia para o contexto e objetivo do projeto, pois as Redes Bayesianas proporcionam os maiores benefícios em situações onde o conhecimento do problema não é absoluto, entretanto nem totalmente desconhecido. Esta característica condiz ao contexto deste projeto, pois vários fatores relevantes são conhecidos e mensuráveis, mas em função da falta do conhecimento absoluto e da inviabilidade de mensurar alguns eventos, evidenciam-se os fatores de incertezas.

Conforme [05], as Redes Bayesianas são constituídas basicamente por:

- um conjunto de variáveis e arestas direcionadas entre variáveis;
- cada variável tem um número finito de estados mutuamente exclusivos;

- as variáveis e as arestas direcionadas, formam um grafo acíclico direcionado; e
- para cada variável A com pais $B1, \dots, Bn$, associa-se uma tabela $P(A | B1, \dots, Bn)$.

II.2 Modelo de Diagnóstico

Modelos para diagnósticos se preocupam em modelar a estrutura e o comportamento de um sistema ou dispositivo de modo a estabelecer o motivo pelo qual o sistema ou dispositivo está indisponível ou em mal funcionamento. Tradicionalmente, pouca atenção é dada para o problema de lidar com a incerteza em modelos para diagnósticos [06].

No sistema de transmissão de energia elétrica, ao se considerar incertezas sobre os dados e equipamentos, o padrão de raciocínio para diagnóstico envolve um processo probabilístico. Neste caso, o raciocínio abduutivo é necessário para modelar este problema, aonde o processo de solução inicia-se a partir de algumas evidências em direção à causa mais provável.

A abdução é definida como um processo de gerar uma explicação plausível para um dado conjunto de observações ou fatos, e no contexto do raciocínio probabilístico, inferência abduitiva corresponde a achar a probabilidade *a posteriori* máxima dos estados das variáveis do sistema, dado um conjunto de evidências (variáveis observadas) [07], [08]. Neste caso, a técnica computacional mais apropriada para emular o raciocínio abduutivo e probabilístico são as Redes Bayesianas, que é uma técnica da inteligência artificial.

Para que o diagnóstico da falha possa ser associado a um impacto econômico da falha, utilizou-se o cálculo da PVI (Parcela Variável por Indisponibilidade) como indicador de desempenho do sistema computacional. Neste caso, a metodologia da janela móvel, prevista na resolução 270/07 da ANEEL, foi utilizada no cálculo da PVI, a partir do banco de dados da concessionária e análise dos desligamentos maiores que um minuto, ocorridos no horizonte de 12 meses, compondo o índice RPN*.

II.3 Cálculo da PVI: A Resolução 270/07 da ANEEL

A ANEEL definiu a resolução normativa 270/07 em 2007, a qual estabelece penalidades econômicas para a indisponibilidade dos ativos da Função Transmissão (FT). O principal objetivo dessa resolução é estimular a qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica. Esse mecanismo baseia-se na redução da indisponibilidade dos ativos da FT, incluindo linhas de transmissão, transformadores e equipamentos para controle reativo e de tensão.

Basicamente, essa resolução busca motivar as concessionárias transmissoras a melhorar a gestão dos seus processos de planejamento, como também os processos de manutenção e operação. O principal objetivo é a busca pela maximização da disponibilidade da FT e, ao mesmo tempo, a redução das falhas que produzem problemas com a operação do sistema elétrico e a qualidade do serviço.

De acordo com essa resolução, existe o índice de desempenho, chamado PVI, que regula o serviço de transmissão no Brasil. Este índice define o valor econômico das penalidades pela indisponibilidade dos ativos de

transmissão. Nesse caso, são consideradas as seguintes funções transmissão:

- Linhas de Transmissão;
- Função Transformação e
- controle reativo

O cálculo da PVI foi realizado utilizando-se a fórmula abaixo, obtida da resolução ANEEL 270/07.

$$PVI = \frac{PB}{1440 \cdot D} \cdot K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} DVDP_i + \frac{PB}{1440 \cdot D} \cdot \sum_{i=1}^{NO} K_o \cdot DVOD_i$$

Onde:

PB = Pagamento Base da FT;

D = número de dias do mês;

$\sum DVDP$ = somatório da duração, em minutos, de cada Desligamento Programado que ocorra durante o mês relativo a uma FT;

$\sum DVOD$ = somatório da duração, em minutos, de cada um dos Outros Desligamentos que ocorram durante o mês relativo a uma FT;

K_p = fator para Desligamentos Programados definido de acordo com a regulamentação vigente, observando-se o disposto no item 6.1 deste submódulo;

K_o = fator para Outros Desligamentos com duração de até 300 minutos. Este fator será reduzido para K_p após o 300º minuto e é definido conforme regulamentação vigente;

N_p = Número de Desligamentos Programados da FT ao longo do mês;

N_o = Número de Outros Desligamentos da FT ao longo do mês.

Como pode ser observado na equação acima, considerando somente a segunda parte da fórmula (neste caso não foram considerados os desligamentos programados), a PVI depende diretamente do tempo total de indisponibilidade (DVOD) e do pagamento base (PB) da FT correspondente, considerando os demais termos constantes. O primeiro valor pode ser obtido do banco de dados de manutenção, enquanto que o segundo foi fornecido em *pu* para todas FTs da rede básica.

Registre-se que também não foram consideradas as condições de desconto e atenuação das penalidades regidas pela resolução normativa REN 270/07.

III SISTEMA COMPUTACIONAL DESENVOLVIDO

Alguns aspectos do sistema computacional desenvolvido, chamado de **Gestin_RB** (acrônimo para Gestão Estratégica de Indisponibilidades via Redes Bayesianas), são descritos a seguir.

III.1 Modos de Falha

Para compatibilizar a proposta de **rede bayesiana** baseada em modos de falha com o banco de dados de ocorrências disponibilizado (SIAP), adotou-se uma solução que consiste em mapear as ocorrências, com base em dados de causa e localização, em direção ao conjunto de modos de falha pré-definidos, gerando uma lógica de mapeamento [**Causa-Localização**] => [**Modo de Falha**]. A opção por utilizar as informações de Causa e Localização ocorreu em função da constatação de que, em conjunto, estes dois dados permitem classificar quase que a totalidade das ocorrências de desligamento.

Dentre as informações disponibilizadas no banco de dados para cada ocorrência em ativos da empresa, destacam-se a Causa do desligamento, a Origem e a Localização da causa. As interpretações adotadas sobre as mesmas estão descritas no Manual Gestin_RB, outubro 2012 [09].

Os grupos de modos de falhas considerados na FT Linhas de Transmissão, FT Transformação e FT Controle Reativo estão descritos nas Tabelas 1, 2 e 3, retiradas de [09], [10], mostradas a seguir:

Tabela 1 - Grupos de modos de falha definidos para a FT- LT

Linha de Transmissão (FT-LT)	
Animais	Outros
Condições climáticas	Para-raio
Descarga atmosférica	Proteção, Comando e Controle
Disjuntor	Seccionadora
Erro humano	Transformador de Corrente
Indeterminado	Transformador de Potencial
Isolador	Vegetação/queimada
Linha	-

Tabela 2 - Grupos de modos de falha definidos para a FT - TR

Transformação (FT-TR)	
Animais	Indeterminado
Bucha/mufla	Outros
Comutador/regulador	Para-raio
Condutor/conexões	Proteção, Comando e Controle
Descarga atmosférica	Seccionadora
Disjuntor	Transformador de Corrente
Erro humano	Transformador de Potencial
Falha interna	-

Tabela 3 - Grupos de modos de falha definidos para a FT - CR

Controle de Reativos (FT-CR)	
Animais	Isolador
Compensador Síncrono	Outros
Condutor/conexões	Para-raio
Disjuntor	Proteção, Comando e Controle
Erro humano	Transformador de Corrente
Fusível	Transformador de Potencial
Indeterminado	Unidade Capacitiva

III.2 Filtros Implementados

A implementação de um dispositivo de filtragem permite selecionar, para a função transmissão escolhida, um conjunto de ativos e de desligamentos sobre o qual o diagnóstico será efetuado. Apenas desligamentos ocorridos no período definido são disponibilizados.

Para que o sistema computacional desenvolvido, Gestin_RB, possibilite simulações de diagnósticos de falhas sobre ativos da transmissão de energia elétrica, é necessário inicialmente que seja fornecido pelo usuário a delimitação do escopo do diagnóstico, envolvendo a escolha de filtros no próprio software Gestin_RB. A adoção da Resolução Normativa 270/07, como referência para avaliação do desempenho dos ativos, acarretou que fosse implementado no software, além dos filtros necessários para caracterização das simulações desejadas, mecanismos de proteção contra situações que não se enquadrem nesta resolução. O caso de interrupções com tempo de duração menor ou igual a 1 minuto é um exemplo de situação não permitida para simulação no Gestin_RB.

Devido aos requisitos necessários para o controle dos filtros, foi desenvolvido um artefato de software que permite ao usuário estabelecer filtros em todos os atributos dos dados, além de estabelecer uma hierarquia, para atendimento de filtros relativos aos parâmetros de diagnóstico e restrições definidas pela Resolução 270/07.

Ao usuário, o artefato de software para controle de filtros tem interface gráfica similar ao da Figura 1 (o estilo das janelas varia de acordo com o sistema operacional). Essa interface possui dois componentes principais: (1) a tabela, que permite ao usuário definir filtros e visualizar os registros e (2) o sumário dos filtros.

Para o melhor detalhamento das funcionalidades desse artefato de software, na Figura 1, os principais recursos estão enumerados na cor vermelha. Salienta-se, que no caso da Figura 1, o Gestin RB está configurado para o diagnóstico de ativos da Função Transmissão. Para diagnóstico de ativos da Função Transmissão, o usuário somente precisa alterar o tipo de função e o restante do procedimento é similar.

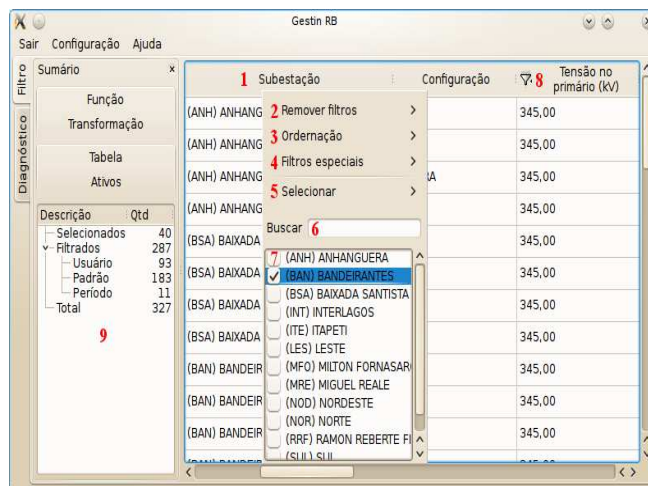


Figura 1 – Interface Gráfica do Filtro no Gestin RB

III.3 Rede Bayesiana Implementada

A Rede Bayesiana é o coração do Sistema Especialista Probabilístico desenvolvido na pesquisa. Esta rede foi construída obedecendo aos seguintes passos:

- Somente são incluídos no diagnóstico os grupos de modos de falha que tenham ao menos uma ocorrência. Como a metodologia tem o objetivo de efetuar o diagnóstico no estrito senso do passado observado, portanto sem a intenção de estimar eventos, não existe motivo para inclusão dos grupos vazios. Não haveria possibilidade de calcular probabilidades para eventos não observados no passado sem a utilização de estimativas;
- As variáveis dos grupos de modos de falha têm o objetivo principal de estabelecer a hipótese de diagnóstico;
- A PVI por ativo é condicionada por todos os grupos de modos de falha. Logicamente, a hipótese de um novo grupo de modo de falha tende a aumentar a PVI dos ativos ou permanecer em mesmo nível. O último caso pode ocorrer em diagnóstico de múltiplos ativos, pois não existem indicadores que um mesmo modo de falha repercuta linearmente entre diferentes ativos;
- A PVI por grupo de modos de falha é condicionada por todos estes grupos de modos de falha. O motivo dessa regra é o acoplamento temporal, pois desligamentos ocorridos nos últimos 11 meses diminuem ou eliminam a franquia, portanto eventos de natureza diferente no passado podem causar aumento das penalidades financeiras de eventos futuros;
- O impacto e a frequência da PVI são condicionados por todos os grupos de modos de falha. Essas variáveis são influenciadas pelos motivos descritos nos itens 3 e 4.

Para alcançar o objetivo de propor ações que minimizem a ocorrência de indisponibilidades foi proposto o desenvolvimento de um sistema de regras, capaz de auxiliar os engenheiros na identificação de soluções para as falhas. A rede bayesiana do SEP permite verificar quais grupos de modos de falha ou ativos provocam mais penalidades por PVI. Ao sistema de regras, por sua vez, foi adicionado um recurso para avaliar a penalização por PVI provocada por cada modo de falha e ativo. Com isto é possível hierarquizar o conjunto de ativos e modos de falha com respeito ao impacto na PVI do maior para o menor.

A composição do sistema de regras com o recurso de hierarquização dos modos de falha em função da PVI deu origem ao Sistema de Priorização de Ações (SPA).

III.4 Sistema de Priorização de Ações

Este sistema de regras permite que, depois de identificados os grupos de modos de falhas que causam maiores descontos relacionados com a PVI, o usuário obtenha sugestões de ações para mitigar tais ocorrências futuramente.

Entretanto, uma vez que os grupos de modos de falha correspondem a grandes agregados, resolveu-se estabelecer recomendações especificamente para cada modo de falha (neste contexto um modo de falha corresponde a uma combinação de localização e causa da falha, de forma a permitir a recomendação de ações ainda mais direcionadas aos problemas reais.

A definição do conjunto de ações e/ou orientações foi inicialmente realizada por um especialista do setor de transmissão de energia elétrica relacionado com esta pesquisa. Após as retificações necessárias, os resultados em sua versão atual podem ser sumarizados pelas estatísticas apresentadas a seguir:

FT Linha de Transmissão: 294 ações para 237 modos de falha;

FT Transformação: 365 ações para 219 modos de falha;

FT Controle de Reativo:

- o Reatores: 44 ações para 36 modos de falha;
- o Bancos de Capacitores: 166 ações para 74 modos de falha;
- o Compensadores Síncronos: 18 ações para 14 modos de falha.

IV ESTUDO DE CASOS

IV.1 Diagnóstico do Sistema Completo

O software desenvolvido, GESTIN_RB, foi aplicado a uma série de estudos no sistema de transmissão da CTEEP (Companhiade Transmissão de Energia Elétrica Paulista).

Para cada um dos supergrupos foi avaliado o somatório do tempo total de reparo das ocorrências relacionadas com o mesmo, com informações do Gestin_RB. Esses tempos são

apresentados na Figura 2 em percentuais da duração acumulada das indisponibilidades de todos os ativos de linha de transmissão.

Observou-se que a duração acumulada do supergrupo Linha é da ordem de 76,12 % do total contabilizado. O supergrupo Módulo de manobra contribui com 11,31 % da indisponibilidade total. Destaca-se assim a predominância absoluta do supergrupo Linhas. Isto tem relação com as ocorrências em linhas de transmissão subterrâneas que, quando ocorrem, implicam em grandes tempos de reparo, ao contrário das linhas aéreas. Soma-se a isto o fato de que ocorrências em linhas subterrâneas são geralmente associadas com modos de falha do supergrupo Linha.

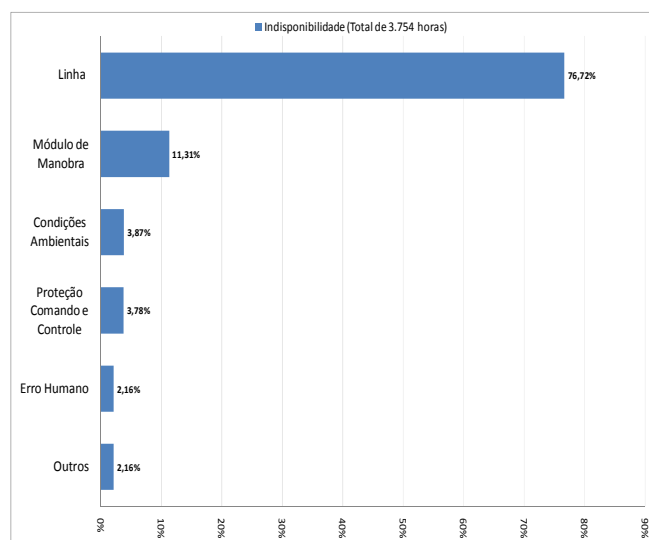


Figura 2 - Indisponibilidade dos supergrupos de modos de falha, no período 1998-2007 [11]

Para cada supergrupo foi analisada a contribuição anual no tempo total de desligamento ao longo do período observado. Ressalta-se que os resultados apresentados são uma composição de 10 diagnósticos diferentes, um para cada ano. Na Figura 3, valores anuais da contribuição do supergrupo Módulo de manobra são apresentados em um gráfico. Os elevados valores para os anos 2003, 2006 e 2007 foram relacionados com falhas ocorridas em disjuntores e transformadores de potencial naqueles anos, indicando a necessidade de análise mais aprofundada das causas das indisponibilidades destes equipamentos.

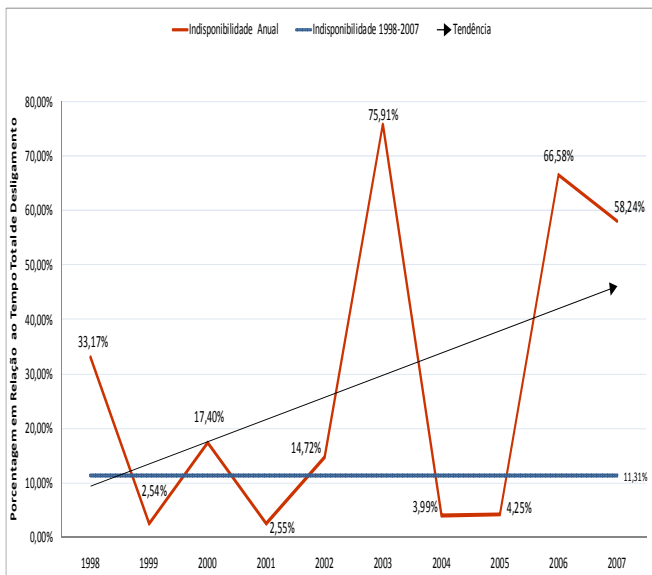


Figura 3 - Contribuição do supergrupo Módulo de manobra no tempo total de desligamento ao longo do período observado. [11].

IV.2 Diagnósticos por Regiões

Esta análise compreende o diagnóstico do tempo total de desligamento para as 5 regiões da área de atuação da CTEEP, em consideração a todo o período da base de dados (1998-2007).

Na Figura 4, verifica-se que na região Alto Tietê o supergrupo que apresenta maior contribuição para a indisponibilidade é Condições ambientais. Esta predominância foi associada ao grupo de modos de falha Vegetação/queimada, dado que nesta localidade do estado de São Paulo existem grandes áreas utilizadas para o plantio de cana de açúcar, onde apesar de inadequada, a realização de queimadas é recorrente.

Na Figura 5, constata-se que na região São Paulo o supergrupo Linha apresenta absoluta predominância, com 86,71% da duração acumulada de desligamentos, uma vez que nesta região estão localizadas as linhas subterrâneas operadas pela CTEEP.

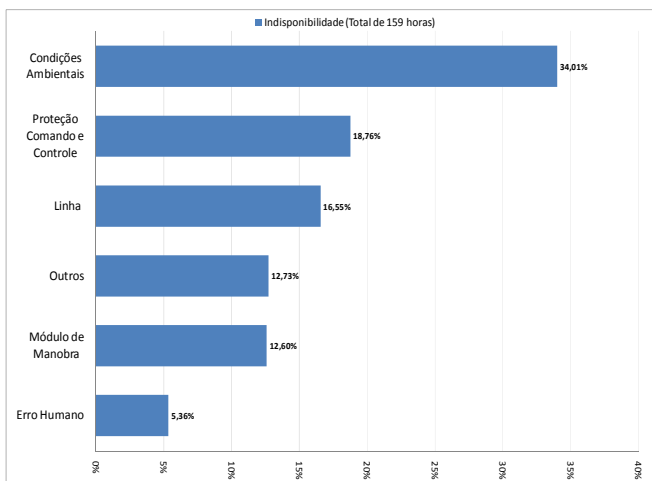


Figura 4 – Indisponibilidade dos supergrupos na região Alto Tietê [11].

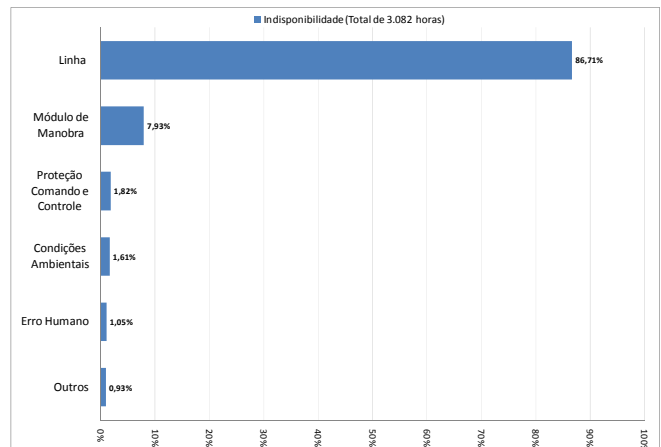


Figura 5 - Indisponibilidade dos supergrupos na região São Paulo [11].

IV.3 Diagnóstico por Nível de Tensão

Considerando o diagnóstico dos ativos de 440kV, conforme a Figura 6, o supergrupo Linha é predominante com 31,14% do tempo de desligamento, entretanto os outros supergrupos também apresentam contribuições expressivas. Um deles é o supergrupo Condições Ambientais, que é justificado pelo fato de que linhas de 440kV em geral são bastante extensas, portanto estão mais sujeitas às condições ambientais que outras linhas da rede.

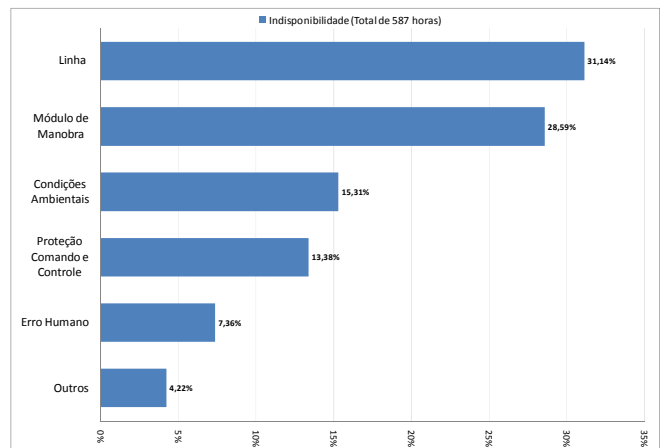


Figura 6 - Indisponibilidade dos supergrupos na tensão de 440kV [11].

IV.4 Avaliações Considerando Penalizações por PVI

Neste caso, além do diagnóstico de desligamento da falha, avalia-se o impacto financeiro dos supergrupos de desligamentos, por meio da PVI. Observa-se que este impacto não tem relação linear com o tempo de desligamento. A não linearidade é devida: à distribuição temporal dos

desligamentos, ao valor do Pagamento Base dos ativos, e à metodologia de cálculo da PVI. Entretanto sabe-se que a relação tempo de desligamento versus PVI é regida por três situações:

- 1) Diminuição da franquia (padrão ANEEL), sem consequências financeiras;
- 2) Severo aumento da penalização financeira depois de utilizada toda franquia – padrão ANEEL – até o 300º minuto de desligamento;
- 3) Tênuo aumento da penalização após o 300º minuto de desligamento.

Considerando todas as linhas da concessionária no período de janeiro de 1998 até dezembro de 2007, os resultados são apresentados na Figura 7. As barras vermelhas mensuram o percentual de contribuição da PVI do supergrupo em relação ao total de PVI, e a barra azul quantifica o percentual de tempo total de desligamento.

O supergrupo Linha foi predominante no critério PVI, em acordo com os maiores tempos de desligamento.

Nota-se a inversão da classificação hierárquica entre os supergrupos Condições Ambientais e Proteção, Comando e Controle, quando se compara Indisponibilidade e PVI. Estas diferenças podem ser causadas por diversos fatores como:

- Diferenças no valor de pagamento base entre ativos nos quais incidem desligamentos relacionados com diferentes supergrupos;
- Distribuição temporal dos desligamentos em cada ativo – devido ao sistema de franquia (ou padrão de desligamento), o impacto financeiro de falhas concentradas no tempo tende a ser agravado, enquanto que ocorrências bem distribuídas no tempo podem ter seu efeito amenizado;
- Critérios de atenuação como a redução do fator Ko para Kp após o 300º minuto de duração do desligamento.

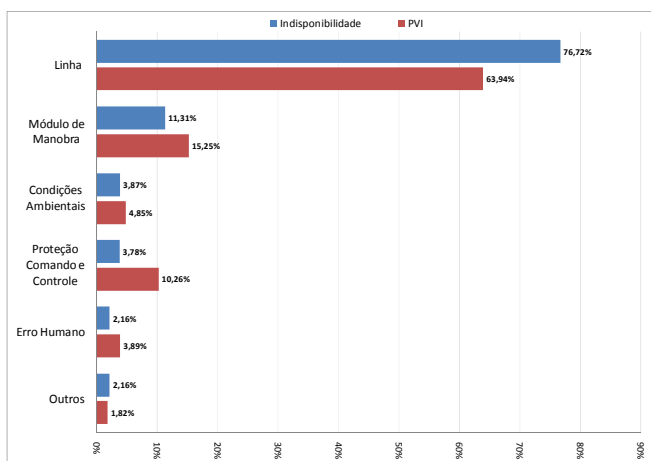


Figura 7 - PVI e indisponibilidade dos supergrupos de modos de falha, no período 1998-2007. [11].

Considerando o impacto na PVI, para desligamentos em linhas de 345kV, observa-se a predominância da PVI causada por falhas associadas ao supergrupo Linha. Novamente, esses

resultados são devidos às linhas subterrâneas contidas nesta classe de tensão. Para as linhas de 230kV os resultados foram muito semelhantes, e as causas são as mesmas. Neste caso, os resultados são apresentados na Figura 8.

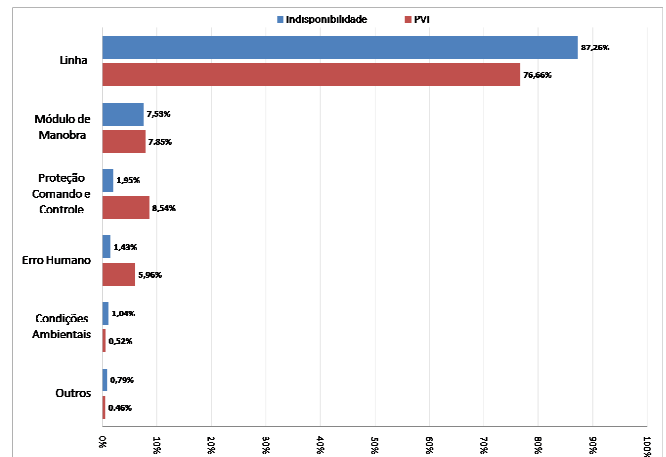


Figura 8 - PVI e indisponibilidade dos supergrupos na tensão de 345kV. [11].

Na Figura 9, são apresentados os resultados obtidos pelo sistema Gestin_RB, considerando linhas de transmissão de 440kV. Com respeito à PVI, o supergrupo Módulo de Manobra foi o mais impactante. Isto contrastou com os resultados para tempo de indisponibilidade, onde havia predominância do supergrupo Linha.

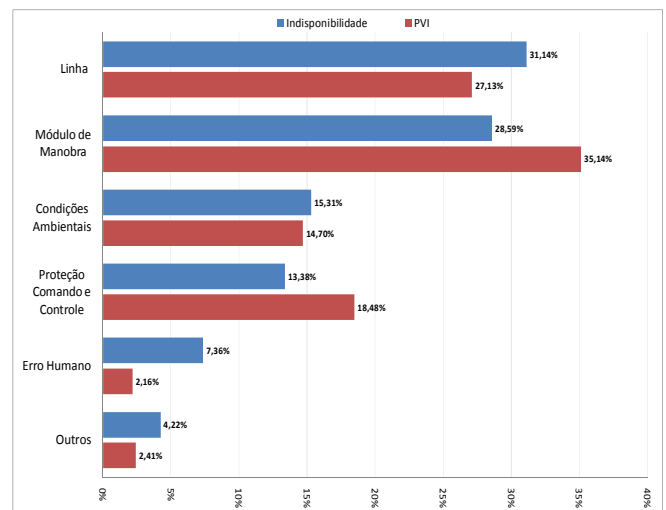


Figura 9 - PVI e indisponibilidade dos supergrupos na tensão de 440kV. [11].

O Gestin_RB calcula uma estimativa do montante financeiro total comprometido com a PVI para uma dada hipótese de diagnóstico, assim como o percentual que este montante representa frente à receita total dos ativos envolvidos.

Verifica-se na figura **Erro! Fonte de referência não encontrada.** que a PVI representou em média 2,15% da receita dos ativos analisados. Das parcelas anuais, nota-se impacto demasiadamente alto no ano 2004, quando a PVI atingiria, supostamente, 10,38% da receita anual (este

percentual não leva em consideração condições de desconto e atenuação das penalidades regidas pela resolução normativa **REN 270/07**. Contribuíram para este cenário desligamentos de elevadas durações em linhas subterrâneas. Tal circunstância é agravada pelo fato de que os pagamentos base destas linhas são maiores que os valores para linhas aéreas.

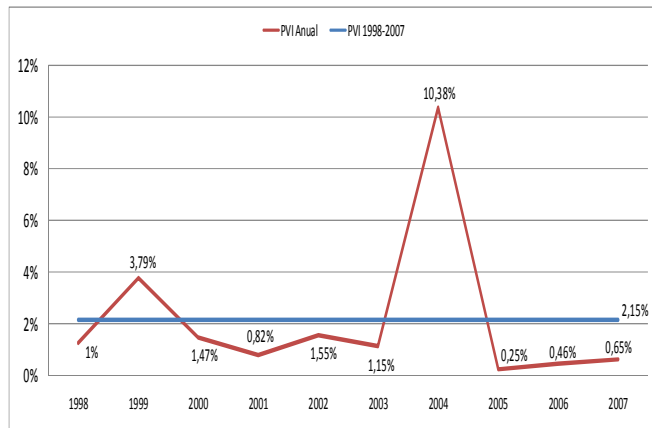


Figura 10 - Impacto da PVI sobre a receita das linhas de transmissão ao longo do período observado. [11]

IV.5 – Recomendações de Ações do Gestin_RB

No Gestin_RB também foram acessados os recursos de recomendação de ações. Neste documento são mostradas as ações consideradas mais importantes apresentadas em [11], não para um diagnóstico em específico, mas após a execução de toda uma série de estudos contemplando diversos diagnósticos.

Para linhas subterrâneas, recomenda-se verificar a estanqueidade e a suportabilidade a sobretensões temporárias dos cabos isolados a óleo, tendo em vista a condição atual dos mesmos. Também é adequado verificar emendas, locais de passagem dos cabos, e tomar medidas para afastar animais que possam provocar danos ao isolamento.

Em relação a linhas aéreas, cita-se a verificação de critérios de projeto eletromecânico e também de projeto estrutural de torres.

Para disjuntores e seccionadoras, foi indicada a inspeção e manutenção dos principais mecanismos ativos destes equipamentos.

Quanto aos TP's e TC's, recomendou-se verificar o isolamento contra umidade, avaliar se o carregamento é adequado em seus secundários, e avaliar a suportabilidade à sobretensões temporárias, à sobrecorrentes temporárias, e aos perfis de distorção harmônica possíveis.

Com respeito a para-raios, recomenda-se a verificação de válvulas de alívio, e a reavaliação do montante de energia dissipada em situações críticas.

Para o sistema de Proteção, Comando e Controle, recomendam-se cuidados desde a etapa de projeto e instalação no campo, até a revisão periódica de ajustes dos relés, dos sistemas de alimentação, e com a existência de interferência eletromagnética e/ou de correntes harmônicas no sistema.

Em caso de falhas devidas a Condições Ambientais, foi recomendado verificar frequentemente as faixas de passagem, efetuar poda de árvores onde ofereçam riscos, e atuar na conscientização dos produtores rurais quanto aos prejuízos decorrentes das queimadas.

Para minimizar o impacto do Erro Humano, recomendou-se a melhoria dos procedimentos de teste, e contínua capacitação dos operadores, equipes de manutenção e demais profissionais envolvidos com serviços nas instalações.

V CONSIDERAÇÕES FINAIS

O sistema inteligente proposto, baseado em Redes Bayesianas, permite a simulação de desempenho de ativos da rede elétrica (linhas de subtransmissão e transmissão, transformadores e equipamentos de compensação reativa), levando em consideração os modos de falha envolvidos, penalidades por indisponibilidade, evidências sobre causas ou falhas e todas as relações causa-efeito relativas aos modos de falha do sistema.

Além de fornecer o diagnóstico de falhas, o sistema calcula estimativas do impacto econômico das mesmas, o que permite associar um evento físico ao seu possível impacto financeiro na empresa, através da estimativa da PVI. A partir do diagnóstico de falhas encontrado pela RB, um sistema baseado em regras propõe um conjunto de ações destinadas a mitigar esta falha.

Dos resultados nota-se que, apesar da análise por tempo de desligamento fornecer indicações afetadas pela incidência, pela frequência, e pela duração das faltas, a análise por PVI vem adicionar o fator da severidade. Isto porque as faltas podem atingir ativos mais ou menos importantes para a operação, e esta importância geralmente é refletida no pagamento base dos ativos, que por sua vez impacta os valores da PVI.

De forma geral, concluiu-se que os resultados obtidos foram coerentes, no sentido de que a metodologia fornece indicações de acordo com a experiência dos engenheiros da empresa. A capacidade de hierarquizar os grupos de modos de falha, conforme a magnitude da PVI, e priorizar ações para modos de falha mais críticos, foram consideradas ferramentas que possibilitam minimizar possíveis impactos negativos ou mesmo transformá-los em oportunidades.

VI AGRADECIMENTOS

Agradecemos à CTEEP por meio de sua Diretoria de Empreendimentos e de seu Departamento de Planejamento da Expansão pela disponibilidade dos dados e pela parceria deste projeto de P&D em conjunto com o LabPlan/UFSC. F

VII REFERÊNCIAS

- [01] ANEEL, 2007 Resolução Normativa 2007/07.
- [02] PINTO, A. K.; XAVIER, J. A. N. **Manutenção: Função Estratégica**. 2ª ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002.
- [03] TEIVE, R. C. G.; COELHO, J.; CAMARGO, C. C. DE B.; CHARLES, P. C.; LANGE, T.; RODIGHIERI, A.; CIMINO JR, L.; RIBEIRO, R. G.; REINIG, A. O. Sistema Baseado em Conhecimento para Hierarquização e Diagnóstico de

- Falhas. II Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica. **CLADE 2012**.
- [04] PEARL, J. **Probabilistic Reasoning in Intelligent Systems: Networks of Plausible Inference**. San Mateo, CA: Morgan Kaufmann. 1988.
- [05] JENSEN, S. V. **Bayesian Networks and Decision Graphs**. Springer. 2001.
- [06] LUCAS, P. J. F. Bayesian Model-based Diagnosis. *International Journal of Approximate Reasoning*. **Elsevier**. No 27. 2001.
- [07] DE CAMPOS, L. M.; GÁMES, J. A.; MORAL, S. Partial Abductive Inference in Bayesian Belief Networks by Simulated Annealing. *International Journal of Approximate Reasoning*. **Elsevier**. No 27. 2001.
- [08] TEIVE, R. C. G.; COELHO, J.; CAMARGO, C. C. de B.; CHARLES, P. C.; LANGE, T.; CIMINO JR, L. A Bayesian Network Approach to Fault Diagnosis and Prognosis in Power Transmission System. 16th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems - **ISAP**. Grécia. 2011.
- [09] COELHO, J.; TEIVE, R. C. G.; CAMARGO, C. C. de B.; CHARLES, P. C.; LANGE, T.; CIMINO JR, L. Sistema Iterativo para Diagnóstico de Falhas em Equipamentos Mediante Redes Bayesianas. Relatório Técnico - **RT 05**. Agosto 2012.
- [10] TEIVE, R. C. G.; COELHO, J.; CAMARGO, C. C. de B.; CHARLES, P. C.; LANGE, T.; RODIGHIERI, A.; CIMINO JR, L. Diagnóstico de Falhas em Sistemas de Transmissão. VII Seminário Nacional de Controle e Automação. Salvador. Ba. 2011.
- [11] RIBEIRO, R. G.. Análise de Modos de Falha e sua Contribuição na Apuração da Qualidade de Sistemas de Transmissão – Estudo de Caso; Monografia de Especialização. PGEEL, UFSC. Out. 2012.