

# AVALIAÇÃO DE RISCO NO SISTEMA ELÉTRICO E ANÁLISE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Gauss Moutinho CORDEIRO<sup>1</sup>  
Andrea ANDRADE PRUDENTE<sup>1</sup>  
Cláudio Tadeu CRISTINO<sup>2</sup>

- RESUMO: Confiabilidade de um item é a probabilidade dele desempenhar bem suas funções, sob condições específicas. Em particular, o item deve se comportar de forma adequada, como previsto no projeto, durante um período de tempo pré-determinado. Confiabilidade também leva em conta que o item tem de cumprir tarefas sistêmicas não diretamente ligadas ao seu funcionamento interno. Com este foco ampliado, pode-se falar de *confiabilidade de sistemas*. A modelagem de sistemas de engenharia elétrica, bem como o estabelecimento de parâmetros que envolvam o funcionamento e a proteção de tais sistemas constituem a motivação básica para este trabalho. O artigo introduz uma metodologia geral para inferir a confiabilidade de sistemas elétricos. Estas técnicas são especializadas para sistemas de geração-transmissão-distribuição de energia elétrica e mostra-se no artigo a sua aplicabilidade.
- PALAVRAS-CHAVE: Confiabilidade; estimação; modelo probabilístico; risco.

## 1 Introdução

Neste artigo, estar-se-á interessado na modelagem matemático-estatística de redes elétricas, no que diz respeito aos riscos de grandes acidentes (ou de acidentes). Busca-se fornecer respostas a algumas questões:

1. Quais métricas devem ser utilizadas para mensurar o risco de acidentes e grandes perdas em redes elétricas?

---

<sup>1</sup>Departamento de Estatística e Informática, Universidade Federal Rural de Pernambuco – UFRPE, CEP: 50171-900, Recife, PE, Brazil. E-mail: [gauss@deinfo.ufrpe.br](mailto:gauss@deinfo.ufrpe.br) / [andreaap@click21.com.br](mailto:andreaap@click21.com.br)

<sup>2</sup>Departamento de Matemática, Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, CEP: 50740-540, Recife, PE, Brasil. E-mail: [ctc@dmat.ufpe.br](mailto:ctc@dmat.ufpe.br)

2. Como as métricas são afetadas por diferentes estruturas da rede elétrica e pelos sistemas de proteção e prevenção a serem utilizados?
3. Como utilizar as métricas para avaliar empreendimentos de múltiplas instalações?
4. Como comparar o risco relativo de diferentes instalações?
5. Como mapear os riscos relativos de diferentes componentes de uma instalação?
6. Quais são os melhores modelos para responder ao comportamento de tempo de funcionamento ou de falha de equipamentos da rede?

Será estabelecido um procedimento sistemático de avaliação e hierarquização probabilística de riscos em redes elétricas, também aplicável a qualquer rede, usado no apoio à decisão, em termos de gestão de riscos. No modelo estará identificadas medidas probabilísticas do risco global da rede elétrica, permitindo sua estratificação e hierarquização nas diversas instalações e seus componentes.

Tradicionalmente, utilizam-se técnicas de avaliação probabilística de risco, que necessitam de parâmetros, que são estimados a partir de séries históricas do próprio processo e/ou das bases de dados de referência. Existe, porém, uma dificuldade em tal tratamento: o tamanho da rede e a dinâmica da rede, como resposta da própria consideração das conseqüências de um acidente.

Uma segunda parte do artigo apresenta a modelagem de tempo de funcionamento de um importante equipamentos de uma rede elétrica real: linhas de transmissão, sendo que trata-se as linhas como um equipamento pois estão sujeita a falhas. Os modelos se baseiam no histórico de falhas de diversos componentes da rede da CHESF, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco.

## 2 Modelagem de sistemas elétricos

Define-se como uma *rede elétrica*,  $N = (V, E, r)$ , um grafo  $G_N = (V, E)$ , em que  $V$  representa um conjunto de componentes e  $E$  algum tipo de ligação entre tais componentes, a princípio, uma ligação física. Sobre o conjunto de arestas, define-se uma função real não-negativa,  $r$ , denominada *resistência das arestas de  $G_N$* . Define-se, ainda, uma outra função sobre as arestas de  $G_N$ ,  $\nu : E \rightarrow \mathbb{R}$ , denominada por *diferença de potencial* e que é denotada por  $\nu(e) = \nu_e = \nu_{uv}$ , para uma aresta  $e = [uv]$ . Neste caso fica definida uma *corrente elétrica* dada pela *Lei de Ohm* como:

$$i_e = \frac{\nu_e}{r_e}. \quad (1)$$

Esta corrente é considerada *fluir* de  $u$  para  $v$ . Neste contexto, é exigido que o sistema satisfaça às seguintes propriedades:

1. A soma das diferenças de potencial ao redor de qualquer ciclo de  $G_N$  é nula.
2. A soma das correntes de entrada e de saída em cada vértice de  $G_N$  é zero.

Estas duas propriedades são chamadas, respectivamente, *Lei de potencial de Kirchhoff* e *Lei de corrente de Kirchhoff*.

Para cada vértice  $v$  de  $G_N$  define-se um *potencial absoluto*  $\mathbf{V}_v$  tal que  $\nu_{uv} = \mathbf{V}_u - \mathbf{V}_v$ . Para a determinação destes potenciais absolutos, considere a atribuição das diferenças de potencial sobre as arestas de  $G_N$ . Pela Lei de potencial de Kirchhoff, para dois  $uv$ -caminhos,  $ux_1x_2 \dots x_kv$  e  $uy_1y_2 \dots y_mv$ , tem-se que

$$\nu_{ux_1} + \nu_{x_1x_2} + \dots + \nu_{x_kv} = \nu_{uy_1} + \nu_{y_1y_2} + \dots + \nu_{y_mv}. \quad (2)$$

Assim é fixado para um determinado vértice  $v$ , denominado de referência, o potencial absoluto  $\mathbf{V}_v = 0$  e

$$\mathbf{V}_u = \nu_{ux_1} + \nu_{x_1x_2} + \dots + \nu_{x_{k-1}x_k} + \nu_{x_kv}, \quad (3)$$

para um  $uv$ -caminho qualquer. Tal vértice de referência é tomado para cada componente conexa de  $G_N$ .

### 3 A modelagem da rede elétrica

Numa primeira aproximação, tem-se uma rede  $\mathcal{N}$  modelada por um grafo. Na Figura 1, está representada um exemplo de uma rede elétrica.  $G_i$  representam geradores,  $T_i$  - transformadores,  $B$  - barramento e  $D_i$  - disjuntores. A proteção, por simplicidade resume-se aos disjuntores, ou seja, a lógica da proteção que atua sobre os disjuntores está implícita.

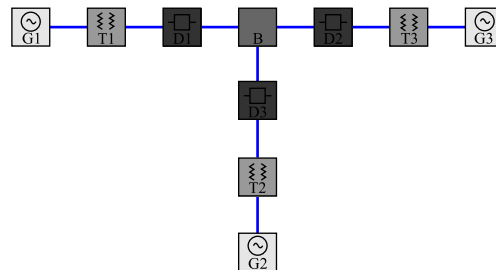


Figura 1 - Rede elétrica.

#### 3.1 O grafo de setor de uma rede

Seja  $\mathcal{N}$  uma rede (um grafo) abstração de um sistema de energia elétrica, abreviado por SSE, com os vértices representando os chamados de *componentes do SSE*, cujo conjunto é denotado por  $\mathcal{C}$ . Dois vértices são unidos por uma aresta quando os componentes que os representam são eletricamente vizinhos. O *grafo de setor* de  $\mathcal{N}$  é o grafo  $\mathcal{B}$  obtido de  $\mathcal{N}$  como se segue. Denote por  $B$  os vértices de  $\mathcal{N}$  correspondentes aos disjuntores. Note que um vértice em  $B$  tem valência 2.

Dado um grafo  $G$  e  $W \subseteq VG$  um subconjunto de seus vértices, o *subgrafo induzido por  $W$* , denotado por  $G[W]$ , é um subgrafo cujo conjunto de vértices é  $W$  e cujas arestas são as arestas de  $G$  que têm seus dois extremos em  $W$ . Um *setor* de  $\mathcal{N}$  é uma componente conexa de seu subgrafo  $\mathcal{N}[\mathcal{C} \setminus B]$  (o subgrafo induzido por  $\mathcal{C} \setminus B$ ). Denote por  $\mathcal{V}$ , o conjunto de setores de  $\mathcal{N}$ , que é definido como o conjunto de vértices de  $\mathcal{B}$ , isto é  $V\mathcal{B} \simeq \mathcal{V}$ . Dois setores  $s_i$  e  $s_j$  estão unidos por  $s_{ij} \geq 0$  pares de arestas em série, cada par em correspondência 1-a-1 com um disjuntor. Em conformidade, os vértices  $s_i$  e  $s_j$  de  $\mathcal{B}$  estão unidos por  $s_{ij}$  arestas em  $\mathcal{B}$ . Em outras palavras, as arestas de  $\mathcal{B}$  estão em correspondência 1-a-1 com  $B \simeq V\mathcal{N}$ . Assim, temos  $E\mathcal{B} \simeq B$ .

Segue uma ilustração da obtenção do grafo de setores de uma rede. Com a retirada do grafo dos vértices que representam os disjuntores, o grafo é desconectado (Figura 2).

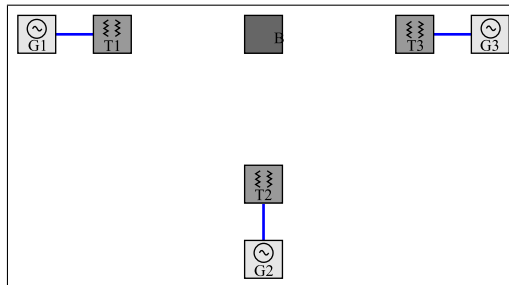


Figura 2 - Componentes conexas formadas pela remoção dos disjuntores.

Note que as componentes conexas originadas desta operação são compostas por vértices (equipamentos) que possuem o mesmo nível de segurança local, no sentido que eventos de falha ocorridos localmente não são debelados por nenhuma proteção. As componentes conexas serão denominadas *setores*. Seja  $\mathcal{G}_N$  um novo grafo definido como se segue: os vértices correspondem aos setores da rede elétrica definidas acima e dois vértices são ligados por uma aresta se existir um disjuntor entre eles (Figura 3). Denomina-se tal grafo como *grafo de isolamento*.

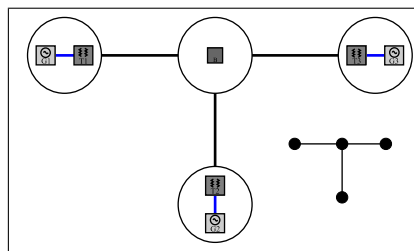


Figura 3 - Grafo de isolamento,  $\mathcal{G}_N$ .

Analisando-se tal grafo, vê-se que eventos de falha propagam-se de um vértice-setor para outro, através das arestas que representam disjuntores, coerente com a idéia da proteção.

Define-se, agora, a distância entre dois vértices-setores como a distância canônica em um grafo: é o comprimento do menor caminho unindo dois vértices. Assim, se  $P = v_0, d_1, v_1, \dots, v_{k-1}, d_k, v_k$  ( $v_i \in V(\mathcal{G}_N)$  e  $d_j \in E(\mathcal{G}_N)$ ) é o menor caminho entre os vértices  $v_0$  e  $v_k$  em  $\mathcal{G}_N$ ,  $\text{dist}(v_0, v_k) = k$  e para que um evento de falha em  $v_0$  se propague até  $v_k$  é necessário que este passe por  $k$  disjuntores (arestas).

A referência básica para os tópicos tratados aqui pode ser encontrada em Li e Wenyuan (2005). Alguns trabalhos recentes ao logo de linhas semelhantes são Cridado (2005), Billinton e Alan(1984), Bellinton e Peng Wang (2004), Allan e Billinton (2000), Hockenberry e Lesieutre (2004).

## 4 Acidentes na rede

Entende-se por *acidente* numa rede os sinais originados na própria rede ou fora dela que causam danos físicos aos equipamentos e desequilíbrios do fluxo normal dessa rede. Tais sinais serão denominados *sinais de queima*, sem nenhum tipo de conotação, por enquanto. Por exemplo, considerando-se a rede elétrica, um curto-circuito de qualquer espécie seria um sinal de queima, que representa um acidente na rede. A severidade de um acidente pode ser medida pelo custo de equipamentos afetados, penalização por queda no fluxo, ou outras métricas que podem ser definidas, conforme o ponto de vista de pesquisa.

Um dos objetivos deste trabalho é analisar o risco associado a cada cenário de acidente, o que diretamente classificaria os diversos componentes da rede conforme esse fator. Tal classificação corresponde a uma métrica que estabelece um subsídio decisório de planejamento da rede, de sua proteção, ou de reforço nesta proteção.

## 5 Risco

Seja  $G$  um grafo conexo. Para cada vértice (equipamento)  $v$  de  $G$  suponha que exista uma probabilidade  $P(v)$  de surgimento de um sinal de queima. Tal sinal se propaga pela rede através de caminhos dirigidos a partir de  $v$ .

Cada aresta de  $G$  é munida de um dispositivo (função) que, a partir do surgimento do sinal de queima em  $v$ , remove as arestas que saem de  $v$  ( $e_1 = [vv_1], \dots, e_k = [vv_k]$ ) com probabilidade  $q(e_i) = q_{e_i} = 1 - p_{e_i}$ .

Seja  $C : V(G) \rightarrow \mathbb{R}^+$  uma função, denominada *custo do vértice*  $v$ .

Define-se o *risco* de um vértice  $v$ ,  $\tilde{R}(v)$ , como:

$$\begin{aligned}
\tilde{R}(v) = P(v) & \left\{ C(v) \prod_{x \in \Gamma(v)} q_{vx} + \sum_{u \in \Gamma(v)} p_{vu} \prod_{\substack{x \in \Gamma(v) \\ x \neq u}} q_{vx} (C(v) + C(u)) \prod_{\substack{y \in \Gamma(u) \\ y \neq v}} q_{uy} \right. \\
& + \sum_{u \in \Gamma(v)} \sum_{\substack{w \in \Gamma(u) \\ w \neq v}} \left( p_{vu} \prod_{\substack{x \in \Gamma(v) \\ x \neq u}} q_{vx} \right) \left( p_{uw} \prod_{\substack{y \in \Gamma(u) \\ y \notin \{v,w\}}} q_{uy} \right) \\
& \times (C(v) + C(u) + C(w)) \prod_{\substack{z \in \Gamma(w) \\ z \neq u}} q_{wz} \\
& \left. + \text{falhas por 3-caminhos...} \right\} \tag{4}
\end{aligned}$$

A interpretação da Equação (4) é: a primeira parcela do lado direito representa o risco de um sinal de queima ocorrer em  $v$  e não progredir para outras arestas (proteção funcionou). Neste caso, o equipamento  $v$  queima e possui um custo  $C(v)$ . A segunda parcela representa o surgimento de um sinal de queima em  $v$  e se propagar para algum vizinho  $u$  de  $v$ , a aresta  $[uv]$  não foi removida e todas as outras arestas incidentes a  $u$  foram removidas, o risco de  $v$  passa a ser tais probabilidades vezes a soma dos custos de  $v$  e  $u$ . A terceira parcela indica que o sinal de queima novamente foi em  $v$  e se propaga para um vértice  $w$  cuja distância até  $v$  é 2, e somente as arestas que unem  $v$  a  $w$  não foram removidas, nesse caso, o risco de  $v$  é calculado por tais probabilidades vezes a soma dos custos dos vértices de tais 2-caminhos.

Pode-se definir o *risco externo* de um vértice  $v$  como a contribuição do acidente devido à falha das proteções como:

$$\begin{aligned}
\tilde{R}'(v) = P(v) & \left\{ \sum_{u \in \Gamma(v)} p_{vu} \prod_{\substack{x \in \Gamma(v) \\ x \neq u}} q_{vx} \times (C(v) + C(u)) \prod_{\substack{y \in \Gamma(u) \\ y \neq v}} q_{uy} \right. \\
& + \sum_{u \in \Gamma(v)} \sum_{\substack{w \in \Gamma(u) \\ w \neq v}} \left( p_{vu} \prod_{\substack{x \in \Gamma(v) \\ x \neq u}} q_{vx} \right) \left( p_{uw} \prod_{\substack{y \in \Gamma(u) \\ y \notin \{v,w\}}} q_{uy} \right) \\
& \times (C(v) + C(u) + C(w)) \prod_{\substack{z \in \Gamma(w) \\ z \neq u}} q_{wz} \\
& \left. + \text{falhas por 3-caminhos...} \right\} \tag{5}
\end{aligned}$$

Neste caso, não é considerada a primeira parcela da equação (4) e o peso maior do risco está associado à falha da proteção.

Esta definição vai ao encontro da definição clássica de risco, que é Probabilidade  $\times$  Custo, em que custo é dado conforme o estudo que se esteja fazendo. Esta métrica possui algumas boas propriedades, dadas a seguir.

**Proposição 1.** *Seja  $G$  o grafo que represente uma rede. Considere dois vértices  $v$  e  $u$  de  $G$ , tais que eles sejam simétricos em relação ao grafo, ou seja, que tenham localmente a mesma estrutura da vizinhança (considerando-se até a sua 2-vizinhança), e que tais vizinhanças recebam os mesmos parâmetros de custo e probabilidades de progressão. Então para  $u$  e  $v$  é atribuído o mesmo risco,  $\tilde{R}$ .*

A Figura 4 ilustra a situação dada pela Proposição (1).

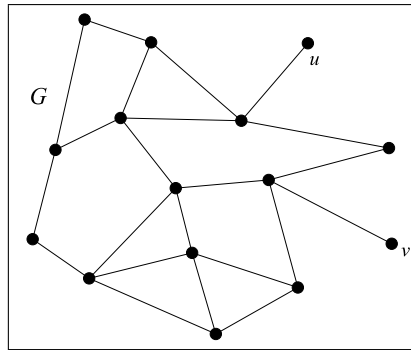


Figura 4 - Simetria entre vértices, num grafo.

A demonstração de tal fato segue diretamente da definição do risco. Note, também, que outra propriedade pode seguir da definição, equipamentos com a mesma estrutura de vizinhança, como na proposição, mas que possuam custos diferentes, terão riscos distintos.

No caso real, atendendo a leis físicas, existe uma direção que o sinal de queima obedece, significando que o grafo de isolamento é dirigido e com possíveis arestas duplas (dirigidas opostamente), representando o mesmo disjuntor/equipamento de proteção. Considera-se, porém, esta simplificação do modelo.

## 6 “Acidente” e “Grande Acidente” em termos grafo teóricos

Seja  $\mathcal{B}$  o grafo de setor de um rede elétrica  $\mathcal{N}$ . Considere o seguinte cenário: um problema ocorre em um setor, como por exemplo, correntes muito altas que possam queimar componentes caros, como uma consequência de um curto-circuito. Este problema se propaga aos setores vizinhos por causa da falha da proteção alguns disjuntores destes setores adjacentes.

Tendo em mente este evento básico, formalmente, define-se um *b-acidente* como um par  $(s, \mathcal{E})$ , em que  $s \in V\mathcal{B}$  e  $\mathcal{E} \subseteq E\mathcal{B}$ , tal que  $S$  é incidente a uma aresta  $e \in \mathcal{E}$  e que  $\mathcal{B}[s \cup \mathcal{E}]$ , o subgrafo de  $\mathcal{B}$  induzido por  $s \cup \mathcal{E}$ , é conexo. Note

que  $\mathcal{B}[s \cup \mathcal{E}] = \mathcal{B}[\mathcal{E}]$ , exceto quando  $\mathcal{E} = \emptyset$ . A raiz do  $b$ -acidente  $a = (s, \mathcal{E})$  é  $s$ . O conjunto de  $b$ -acidentes da rede  $\mathcal{N}$  é denotado por  $\mathcal{A}^b$ . Na verdade, só há interesse nos  $b$ -acidentes que têm um alto *risco*. O *risco de um b-acidente* é definido como o produto de suas probabilidades de ocorrência (considerada na próxima seção) e seu custo em unidades monetárias (que pode ser obtida considerado a perda total dos componentes dentro dos setores envolvidos no  $b$ -acidente). Assim, o risco é medido em unidades monetárias. Na prática, filtra-se o conjunto  $\mathcal{A}$  por um limite fixo de  $H$  unidades monetárias, pela remoção dos  $b$ -acidentes que têm um risco menor que  $H$  unidades monetárias. Cada  $b$ -acidente restante (que tem custo acima de  $H$ ) é chamado um *grande b-acidente* e seu conjunto é denotado por  $\mathcal{A}_H^b$ .

Dado um  $b$ -acidente,  $a = (s, \mathcal{E}) \in \mathcal{A}^b$ , define-se o subconjunto de arestas  $\mathcal{E}'$  como o subconjunto de arestas de  $\mathcal{B}$  que compartilham pelo menos um dos extremos com alguma aresta de  $\mathcal{E}$ . O *evento associado a um b-acidente* é definido na próxima seção. O papel do subconjunto “complementar” de arestas é o de produzir os eventos associados com quaisquer dois  $b$ -acidentes distintos disjuntos. Dado um grafo  $G$  com conjunto de arestas  $E$  e um subconjunto  $W$  de seus vértices, a *cofronteira de  $W$  em  $G$* , denotada por  $\delta_G(W)$ , é o subconjunto de  $EG$  formado pela arestas de  $G$  que têm um extremo em  $W$  e o outro em  $VG \setminus W$ . Deve-se observar que  $\mathcal{E}' \supseteq \delta_{\mathcal{B}}(V\mathcal{B}[s \cup \mathcal{E}])$  e, assim, ele isola o subgrafo conexo enraizado  $\mathcal{B}[s \cup \mathcal{E}]$  do restante do grafo.

## 7 Hipóteses para avaliação de risco

- Para cada setor  $s$  o número de  $b$ -acidentes enraizados em  $s$  em um período fixado de tempo, por exemplo,  $T$  meses, é uma variável aleatória  $N_s$  tomando valores

$$N_s = \begin{cases} 1, & \text{com probabilidade } p_s; \\ 0, & \text{com probabilidade } 1 - p_s. \end{cases}$$

- A probabilidade que o disjuntor  $e$  falhe, quando sua operação é solicitada é  $p_e$  e a probabilidade que ele opere como previsto é o complementar,  $1 - p_e$ , em cada caso, dentro do período de  $T$  meses.

A escolha destas variáveis aleatórias com valor  $0 - 1$  é justificada pela possibilidade de ocorrer duas ou mais vezes em  $T$  meses o mesmo grande  $b$ -acidente  $a \in \mathcal{A}_H^b$  enraizado em  $s$ , assim como uma falha do mesmo disjuntor são postuladas serem zero.

O *evento associando a um b-acidente*  $a = (s, \mathcal{E})$  é tido (dentro de  $T$  meses) como todos os disjuntores  $e \in \mathcal{E}$  falhados e os demais disjuntores  $e \in \mathcal{E}'$  em funcionamento. Sobre estas suposições, a probabilidade de ter o evento associado a um  $b$ -acidente  $a = (s, \mathcal{E})$  dentro de  $T$  meses é

$$P(a) = p_s \times \prod_{e \in \mathcal{E}} p_e \times \prod_{e \in \mathcal{E}'} (1 - p_e). \quad (6)$$

Nesta fórmula, o subconjunto de arestas  $\mathcal{E}'$  é o subconjunto de arestas de  $\mathcal{B}$  que têm em comum pelo menos um dos extremos com alguma aresta em  $\mathcal{E}$ .



Considere que sejam tabulados ou possam ser computados os *custos*  $C(a)$  de cada  $b$ -acidente  $a \in \mathcal{A}_H^b$ . Segue, por definição que o *risco* de  $a$  é

$$R(a) = P(a) \times C(a) \quad (7)$$

Se o objetivo da análise é se computar o risco de um setor ser a raiz de um  $b$ -acidente, então compute

$$R_r(s) = \sum \{R(a) \mid a \in \mathcal{A}_H^b, \text{root}(a) = s\}, \quad (8)$$

As equações acima indicam que o risco de um setor  $s$  é a soma dos risco de todos os grandes  $b$ -acidentes que têm  $s$  como sua raiz. O desmembramento dos eventos associados aos  $b$ -acidentes tem importância para esta regra aditiva. Outra possibilidade é se computar o risco total de um setor  $s$  pela perda em um grande  $b$ -acidente:

$$R_t(s) = \sum \{R(a) \mid a = (s', \mathcal{E}) \in \mathcal{A}_H^b, s \in V\mathcal{B}[s', \mathcal{E}]\}, \quad (9)$$

Como pode ser visto, a computação do risco de vários eventos associados com grande  $b$ -acidentes torna-se bastante simples, uma vez que tem-se  $\mathcal{A}^b$  e  $\mathcal{A}_H^b$  a disposição. A próxima seção da modelagem das taxas de falha e tempo de funcionamento de equipamentos (linhas de transmissão) de uma rede real.

## 8 Modelagem do tempo de funcionamento de uma linha de transmissão

A Chesf possui um dos maiores sistemas de transmissão de energia em alta tensão do Brasil. São mais de 18 mil quilômetros de linhas, nas tensões de 500, 230, 138 e 69 kV aliados a uma capacidade de transformação de quase 30 mil MVA em suas 94 subestações. Essas linhas estão expostas a diversos tipos de falhas, o que resulta nos desligamentos que geram ônus para a empresa e insatisfação dos seus clientes. Portanto, o objetivo do nosso trabalho é propor um modelo que estime o tempo médio de funcionamento das linhas de transmissão, que compõem o sistema elétrico da Chesf, até a ocorrência da primeira falha considerando como variáveis explicativas as suas características físicas, tensão e extensão, e o tipo de falha. Nas Tabelas apresentadas no Anexo ??, estão os dados do tempo de funcionamento em dias de 316 linhas de transmissão.

A variável resposta tempo e as variáveis explicativas extensão e tensão são quantitativas, enquanto que a variável explicativa tipo de falha é considerada como uma variável qualitativa. O tempo (*tempo*) representa o número de dias ocorridos até a primeira falha da linha, a extensão (*extensao*) é o comprimento da linha medido em Km e a tensão elétrica (*tensao*) da linha é medida em kV. Foram identificados 19 tipos de falhas, os quais foram classificados em cinco grupos. Nestes termos, o fator *falha* possui cinco níveis, construção (*const*), causa própria (*causa*), meio ambiente (*amb*), manutenção (*manut*) e terceiros (*terc*). Na Tabela 1 é apresentada a classificação dos tipos de falhas.

Tabela 1 - Classificação dos tipos de falhas da linhas de transmissão

Grupo	Tipo de Falha
Construção	Sobrecarga mecânica
	Falha de projeto
	Aproximação do condutor em cruzamento
	Envelhecimento
	Falha de construção
Causa Própria	Curto-circuito fase-terra
	Sobrecarga elétrica
Meio Ambiente	Descarga atmosférica
	Vibração eólica
	Poluição ambiental
	Vendaval
	Enchente
	Vegetação
Manutenção	Falha de manutenção
	Ponto quente
	Oxidação
	Fadiga
Terceiros	Vandalismo
	Interferência de terceiros

Inicialmente, foi realizada uma análise descritiva com o objetivo de determinar o comportamento estatístico das variáveis em questão. As Figuras 5 e 6 apresentam o histograma e o box plot para a variável resposta *tempo* e para a variável resposta transformada  $ltempo = \log(tempo)$ , respectivamente. Nessas figuras, nota-se que a variável resposta *tempo* possui grande variabilidade, muitas observações atípicas e valores extremos, sendo fortemente assimétrica à direita. Portanto, foi utilizada uma transformação logarítmica nesta variável que corrigiu algumas das suas características indesejáveis.

Na Figura 7(a), mostra-se que a dispersão do tempo de funcionamento é maior para as linhas com o tipo de falha manutenção e menor para as linhas com os tipos de falhas causa própria e meio ambiente. Nota-se, ainda, que o tipo de falha terceiros apresenta muitos tempos atípicos de funcionamento. Na Figura 7(b), mostra-se o box plot para as variáveis explicativas *tensao* e *extensao*, sinalizando que a tensão apresenta assimetria positiva e 17 valores extremos e que a extensão possui uma leve assimetria positiva.

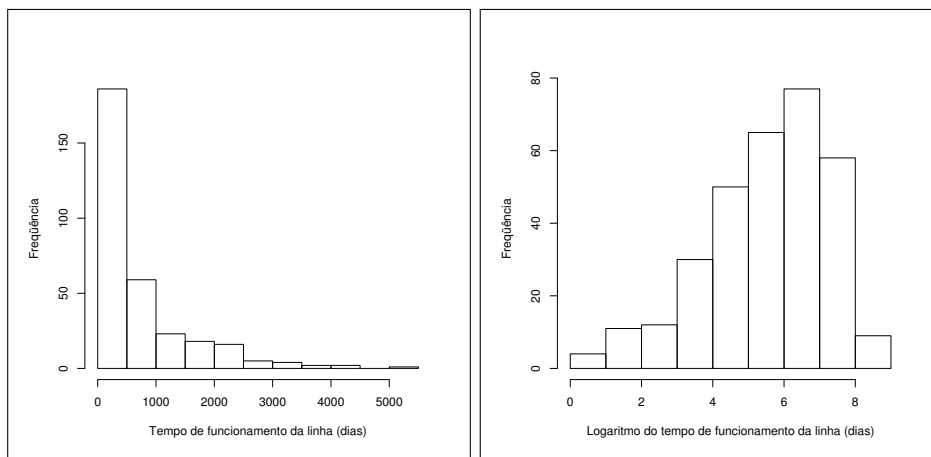


Figura 5 - Histograma do tempo e do logaritmo do tempo de funcionamento em dias das linhas de transmissão.

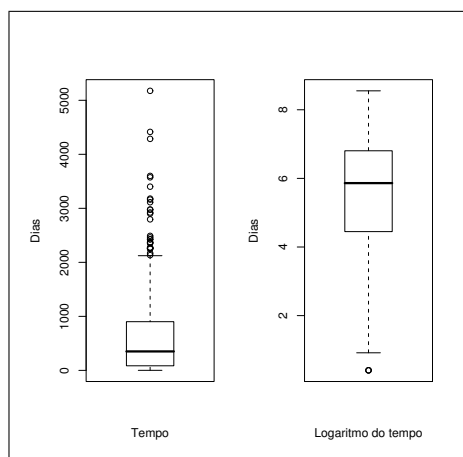


Figura 6 - Box plot para a variável resposta *tempo* e a variável resposta transformada *ltempo*.

Supondo que o tempo de funcionamento segue a distribuição gama e considerando uma função de ligação identidade para a média dessa distribuição, um modelo que melhor se ajusta aos dados transformados *ltempo* é dado pela seguinte equação obtida através do software R:

$$\hat{E}(ltempo_i) = 5,4756 + 0,0106tensao_i - 0,0084extensao_i - 0,9938amb_i - 0,8807terci_i. \quad (10)$$

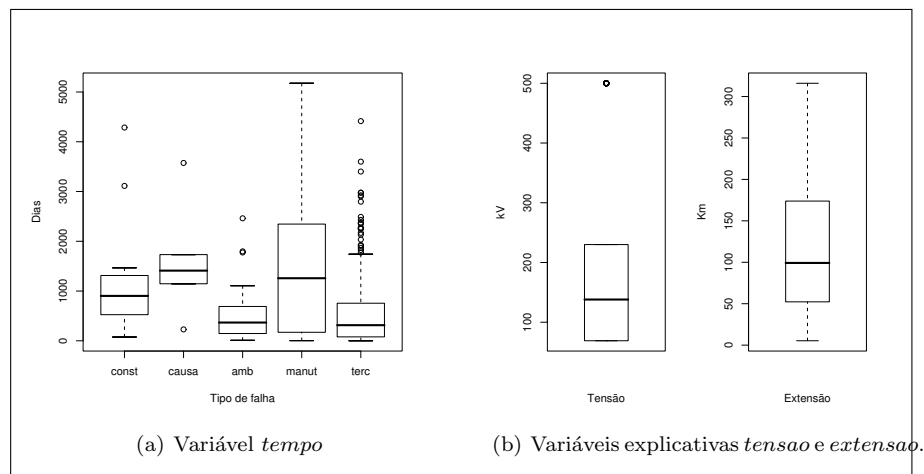


Figura 7 - Box plot da variáveis indicadas.

O *scritp* em R para ajustar esse modelo é dado a seguir:

```
Call: glm(formula = ltempo ~ tensao + extensao + amb + terc,
family = Gamma(identity))

Deviance Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-1.83882  -0.18865   0.03435   0.19720   0.54438

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  5.475641   0.373021  14.679 < 2e-16 ***
tensao       0.010621   0.001514   7.017 1.43e-11 ***
extensao     -0.008360   0.001895  -4.412 1.42e-05 ***
amb          -0.993833   0.438828  -2.265  0.0242 *
terc         -0.880710   0.351189  -2.508  0.0127 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

(Dispersion parameter for Gamma family taken to be 0.08631502)

Null deviance: 45.145  on 315  degrees of freedom
Residual deviance: 40.194  on 311  degrees of freedom
AIC: 1303.7

Number of Fisher Scoring iterations: 9
```

O modelo gama é fortemente aceito pelo teste do desvio, pois possui desvio (40,194) muito inferior ao ponto crítico da distribuição qui-quadrado com 311 graus de liberdade ao nível de 5% (353,1277). As estimativas dos parâmetros são

altamente significativas, sendo os efeitos principais *amb* e *terc* significativos ao nível de 5% de significância.

Como a hipótese da distribuição do *ltempo* ser gama foi aceita, *tempo* tem distribuição log-gama de média  $\exp\{\hat{E}(ltempo_i)\}$ , que com o uso de (10) reduz à expressão

$$\hat{\mu}_i = 238,8034 \times 1,0107^{tensao_i} \times 0,9917^{extensao_i} \times 0,3701^{amb_i} \times 0,4145^{terc_i}. \quad (11)$$

A fórmula (11) poderá ser usada para estimar o tempo de funcionamento das linhas de transmissão. De (11) observa-se que o tempo de funcionamento da linha aumenta de forma diretamente proporcional à tensão e diminui com o aumento da extensão e com os tipos de falhas meio ambiente e terceiros.

Trabalha-se aqui com os resíduos de Anscombe [Anscombe(1953), Anscombe(1973)] deduzidos para o modelo gama, com expressão

$$r_{A_i} = \frac{3(tempo_i^{1/3} - \hat{\mu}_i^{1/3})}{\hat{\mu}_i^{1/3}},$$

pois esses resíduos podem ser considerados, aproximadamente, normais.

Na Figura 8, estão apresentados os gráficos dos resíduos de Anscombe *versus* índice das observações e *versus* os valores ajustados. Do primeiro destes gráficos, conclui-se que nenhuma observação tem resíduo em valor absoluto maior do que dois, ou seja, não existem pontos aberrantes. O segundo gráfico não apresenta nenhuma forma definida e, portanto, a variância das observações pode ser considerada constante.

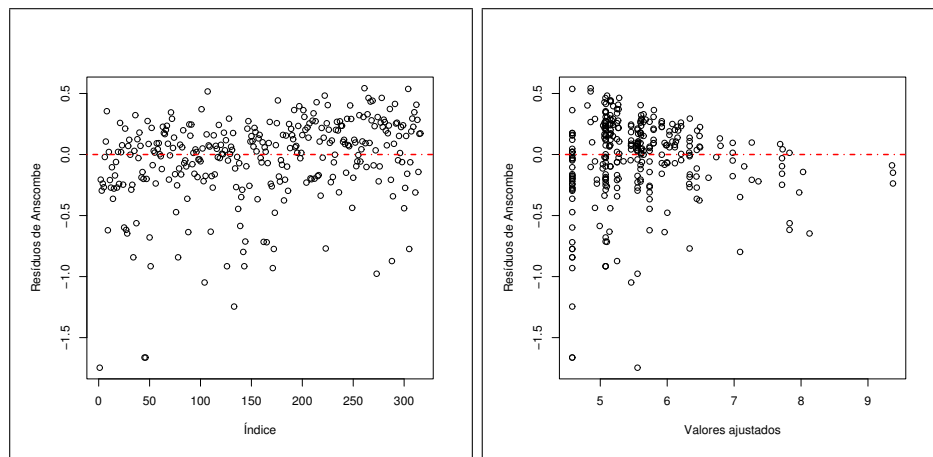


Figura 8 - Resíduos de Anscombe versus índice das observações e versus valores ajustados.

Os resíduos ordenados de Anscombe *versus* os quantis da distribuição  $N(0,1)$  mostrados na Figura 9 suportam a hipótese da distribuição gama para *ltempo*.

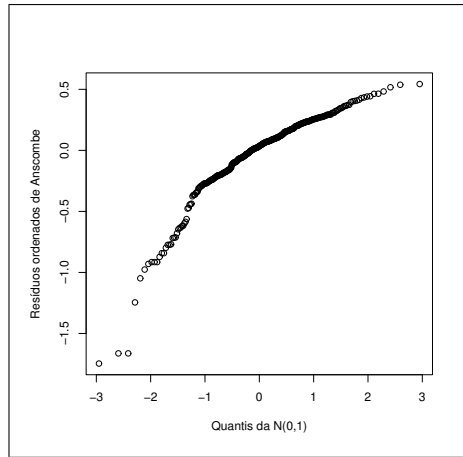


Figura 9 - Resíduos de Anscombe ordenados versus os quantis da  $N(0,1)$ .

Na Figura 10, estão exibidos os gráficos da estatística de Cook, Cook(1977), e dos elementos da diagonal da matriz de projeção do modelo para detectar os pontos influentes e os pontos de alavanca, respectivamente. Nota-se que a observação referente à linha STD-NTD-R1 é um ponto influente. Foram encontrados 56 pontos de alavanca, isto é, 56 linhas que excederam duas vezes o valor da média dos  $h_{ii}$ .

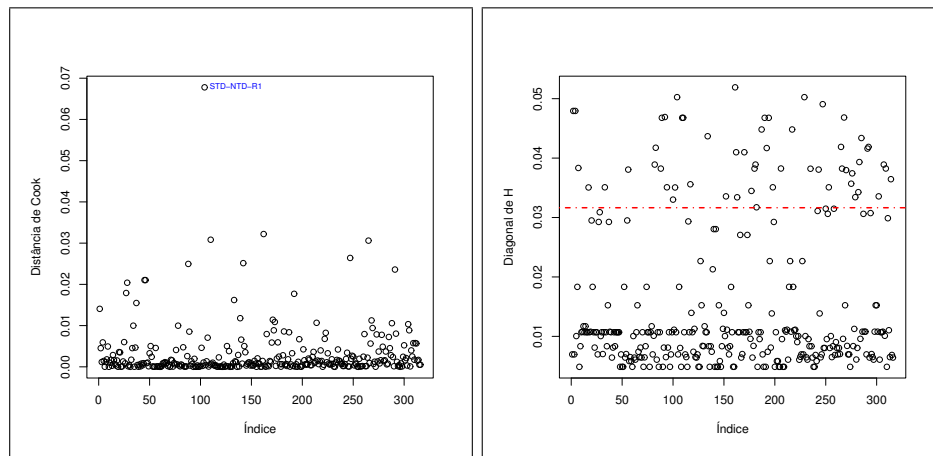


Figura 10 - Estatística de Cook e elementos da diagonal da matriz de projeção versus índice das observações.

A chance da linha de transmissão só sofrer acidente após o tempo  $t$  (confiabilidade da linha no tempo  $t$ ) é calculada por:

$$R(t) = P(X \geq t) = 1 - \frac{1}{\Gamma(\hat{\phi})} \left(\frac{\hat{\phi}}{\hat{\mu}}\right)^{\hat{\phi}} \int_0^{\log t} x^{\hat{\phi}-1} \exp\left(\frac{-x\hat{\phi}}{\hat{\mu}}\right) dx. \quad (12)$$

Para Equação 12,  $\hat{\phi}$  é o parâmetro de dispersão para a família Gama tomada na modelagem do  $R$  como sendo 0.08631502. Tal parâmetro é dado em Cordeiro e MacCullagh(1991):

$$\log(\hat{\phi}^{-1}) - \psi(\hat{\phi}^{-1}) = \frac{Dp}{2n} \quad (13)$$

em que  $\psi(r) = \frac{d}{dr} \log \Gamma(r)$  é a função di-gama e o desvio-padrão

$$Dp = 2 \sum_{i=1}^n \left[ \log\left(\frac{\hat{\mu}_i}{y_i}\right) + \frac{y_i - \hat{\mu}_i}{\hat{\mu}_i} \right]$$

O parâmetro  $\hat{\phi}$ , ainda, pode ser aproximado por:

$$\hat{\phi} \approx \frac{2Dp}{n \left[ 1 + \left( 1 + \frac{2Dp}{3n} \right)^{1/2} \right]}.$$

Na Tabela 2, estão apresentadas as confiabilidades das linhas de transmissão para todos os tipos de falhas. A curva de confiabilidade das linhas de transmissão por tipo de falha está expressa na Figura 11. Conclui-se que a confiabilidade é maior para o tipo de falha manutenção, depois construção e causa própria e um pouco menor para meio-ambiente e terceiros. A manutenção e a construção são em geral atividades programadas e, portanto, não podem ser consideradas totalmente aleatórias.

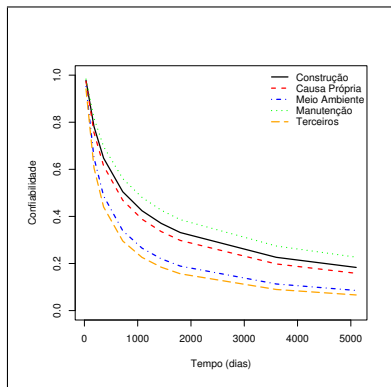


Figura 11 - Curva de confiabilidade das linhas de transmissão.

Tabela 2 - Confiabilidades das linhas de transmissão para os tipos de falhas

Meses	Construção PAF-CCD-U1	Causa Própria CRD-SMD-T1	Meio Ambiente BNB-RSD-U1	Manutenção CGD-GNN-U1	Terceiros JZD-SNB-U2
1	0,9778	0,9736	0,9519	0,9832	0,9412
6	0,7813	0,7558	0,6487	0,8177	0,6058
12	0,6476	0,6147	0,4871	0,6965	0,4402
24	0,5046	0,4686	0,3391	0,5605	0,2954
36	0,4241	0,3884	0,2655	0,4809	0,2261
48	0,3705	0,3358	0,2201	0,4265	0,1844
60	0,3314	0,2979	0,1889	0,3862	0,1562
120	0,2263	0,1981	0,1130	0,2743	0,0896
170	0,1833	0,1583	0,0855	0,2268	0,0663

A função de risco ou taxa de falhas instantânea é obtida por:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)},$$

em que  $f(t)$  é a função densidade da gama e  $R(t)$  é a confiabilidade da linha no tempo  $t$ .

Na Figura 12, apresenta-se o gráfico das curvas da taxa de falha pelo tempo (em dias), para os tipos de falhas das linhas de transmissão. A taxa de falha das linhas de transmissão é crescente, ou seja, as linhas se tornam mais prováveis de falharem à medida que o tempo passa e elas se tornam mais “velhas”.

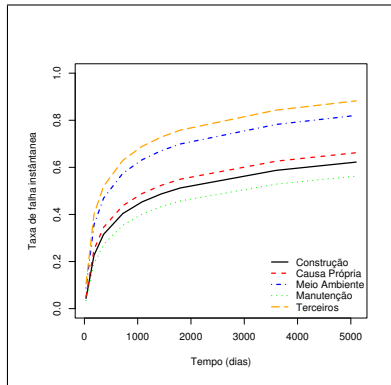


Figura 12 - Curvas da taxa de falha pelo tempo (em dias), para os tipos de falhas das linhas de transmissão.



## 9 Considerações finais

A modelagem de um sistema elétrico via redes e grafos de isolamento com o objetivo de se obter métricas de classificação ou hierarquização de seus componentes ou instalações pode ser feito via os índices aqui tratados. O risco de acidentes estipula uma determinada frequência de ocorrência que deve ser investigada via modelos probabilístico de atribuição de falhas. Através das técnicas apresentadas, um modelo de mapeamento de risco por ser implantado, com a ressalva de que parâmetros para equipamentos devam ser obtidos criteriosamente.

A partir de dados dos históricos de cada classe de equipamentos de uma rede elétrica é possível obter modelos de tempos de falha para estes. As dificuldades encontradas estão na classificação de variáveis explicativas. Tais modelo de falha são utilizados na modelagem de falha e risco geral do sistema (rede) estudado.

## Agradecimentos

Esta pesquisa foi financiada pela CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, através do programa de Pesquisa e Desenvolvimento.

CORDEIRO, G. M.; PRUDENTE, A. A.; CRISTINO, C. T. Risk assessment in power systems and analysis of transmission lines. *Rev. Bras. Biom.*, São Paulo, v.26, n.2, p.59-81, 2008.

- *ABSTRACT: Reliability of an item is the probability of it to perform well its functions under specific conditions. In particular, the item must behave adequately, as foreseen in the project, during a period of time predetermined. Reliability also takes into account that the item must take care of systemic tasks not directed related to its internal working. With this amplified focus we can talk about reliability of systems. The modeling of electrical engineering system, as well as establishment of parameters that involve the functioning and protection of such systems, are the basic motivation for this work. This paper introduces general techniques usable in the assessment of reliability of systems. These techniques are then applied to systems of generation-transmission-distribution of electric energy.*
- *KEYWORDS: Estimation; probabilistic model; reliability; risk.*

## Referências

ALBERT, R.; BARABÁSI, A. L. Statistical mechanics of complex networks, *Rev. Mod. Phys.*, v.74, p.47-97, 2002.

ALLAN, R.; BILLINTON, R. Probabilistic assessment of power systems, *Proc. IEEE*, New York, v.88, n.2, p.140-162, 2000.

- ANSCOMBE, F. J. Contribution to the discussion of H. Hotelling's paper. *J. R. Stat. Soc. Ser. B Methodol.*, London, v.15, n.2, p.229-230, 1953.
- ANSCOMBE, F. J. Graphs in statistical analysis. *Am. Stat.*, Washington, v.27, n.1, p.17-21, 1973.
- BEDFORD, T. E.; COOKE, R., *Probabilistic risk analysis: foundations and methods*. Cambridge: Cambridge University Press, 2001.
- BILLINTON, R.; ALAN, R. N. *Reliability evaluation of power systems*. New York: Plenum Press, 1984.
- BILLINTON, R.; PENG WANG. Teaching distribution system reliability evaluation using MonteCarlo simulation. *IEEE Trans. Power Sys.*, New York, v.14, n.2, p.397-403, 2004.
- BÜHLMANN, H. *Mathematical methods in risk theory*. New York: Springer-Verlag, 1970.
- CALLAWAY, D. S. et al. Network robustness and fragility: percolation on random graphs, *Phys. Rev. Lett.*, New York, v.85, n.25, p.5468-5471, 2000.
- COOK, R. D. Detection of influential observations in linear regression. *Technometrics*, Washington, v.19, n.1, p.15-18, 1977.
- CORDEIRO, G. M. et al. Modelos Markovianos, percolação e modelagem em sistemas com grande número de componentes, *Rev. Mat. Estat.*, São Paulo, v.25, n.1, p.99-116, 2007.
- CORDEIRO, G. M.; MCCULLAGH, P. Bias correction in generalized linear models. *J. R. Stat. Soc. Ser. B Methodl.*, London, v.53, p.629-643, 1991.
- CRIADO, R. et al. Effective measurement of network vulnerability under random and intentional attacks. *J. Math. Model. Algorithms*, Heidelberg, v.4, p.307-316, 2005.
- CRISTINO, C. T.; CORDEIRO, G. M.; LINS, S. Confiabilidade de sistemas e avaliação probabilística de riscos. *Rev. Mat. Estat.*, São Paulo, v.25, n.2, p.87-109, 2007.
- LI; WENYUAN. *Risk assessment of power systems - models, methods and applications*. Piscataway: IEEE Press, 2005.
- HOCKENBERRY, J. R.; LESIEUTRE, B. C. Evaluation of uncertainty in dynamic simulations of power system models: the probabilistic collocation method. *IEEE Trans. Power Syst.*, New York, v.19, n.3, p.1483- 1491, 2004.

Recebido em 16.12.2007.

Aprovado após revisão em 09.06.2008.

## ANEXO

Tabela A - Dados de linhas de transmissão e tipos de falhas

LINHA	TEMPO (dias)	TENSÃO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA	LINHA	TEMPO (dias)	TENSÃO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA
BNB-FTZ-U1	1	230	177,2	Terceiros	AGL-CGD-U1	349	230	188,7	Terceiros
SBD-FTZ-U1	54	230	236,3	Meio Ambiente	STD-NTD-R1	43	69	89,3	Terceiros
BNB-FTZ-U1	58	230	177,2	Terceiros	CRD-SMD-T1	141	138	38,8	Terceiros
SBD-FTZ-U1	47	230	236,3	Meio Ambiente	STD-NTD-R1	41	69	89,3	Terceiros
BNO-MLG-U2	119	230	84,1	Terceiros	STD-NTD-R1	1	69	89,3	Terceiros
SBD-FTZ-U1	142	230	236,3	Terceiros	STD-NTD-R1	1	69	89,3	Terceiros
CGD-CGU-R1	902	69	9,3	Construção	STD-NTD-R1	41	69	89,3	Terceiros
CGD-STD-T1	1217	138	117,3	Terceiros	CGD-STD-T2	738	138	117,3	Terceiros
CRD-SMD-T1	17	138	38,8	Terceiros	BNB-FTZ-U1	424	230	177,2	Terceiros
STD-NTD-R1	107	69	89,3	Terceiros	CGD-STD-T2	10	138	117,3	Terceiros
CGD-CGU-R1	68	69	9,3	Terceiros	CGD-STD-T2	5	138	117,3	Terceiros
MSD-ACD-U1	127	230	71,3	Terceiros	SBD-FTZ-U1	517	230	236,3	Terceiros
STD-NTD-R1	61	69	89,3	Terceiros	STD-CRD-T1	168	138	55	Terceiros
MSD-ACD-U1	79	230	71,3	Terceiros	SMD-ACD-T1	337	138	49,5	Terceiros
STD-NTD-R1	30	69	89,3	Terceiros	MSD-ACD-U1	619	230	71,3	Meio Ambiente
STD-NTD-R1	46	69	89,3	Terceiros	AGD-RCD-W1	1510	500	169	Manutenção
CRD-SMD-T1	197	138	38,8	Meio Ambiente	JZD-SNB-U2	570	230	148,5	Terceiros
STD-NTD-R1	31	69	89,3	Terceiros	PAF-BNO-U3	350	230	170,8	Terceiros
CGD-CGU-R1	213	69	9,3	Terceiros	JZD-SNB-U1	574	230	148,5	Terceiros
MSD-ACD-U1	137	230	71,3	Meio Ambiente	CGD-STD-T2	162	138	117,3	Terceiros
SBD-FTZ-U1	657	230	236,3	Terceiros	BNO-MLG-U2	515	230	84,1	Terceiros
STD-NTD-R1	106	69	89,3	Terceiros	STD-CRD-T1	142	138	55	Terceiros
AGL-CGD-U1	359	230	188,7	Terceiros	PAF-CCD-U2	1586	230	133,8	Terceiros
STD-NTD-R1	34	69	89,3	Terceiros	STD-NTD-R1	229	69	89,3	Terceiros
STD-NTD-R1	10	69	89,3	Terceiros	MLG-BNB-U1	427	230	225,9	Terceiros
BNB-FTZ-U1	917	230	177,2	Terceiros	BNB-RSD-U1	1688	230	110,4	Terceiros
LGZ-OLD-W1	50	500	248,6	Terceiros	PAF-BNO-U2	1138	230	170,7	Terceiros
PAQ-OLD-W2	50	500	212,8	Terceiros	AGL-CGD-U1	386	230	188,7	Terceiros
BNO-MLG-U2	886	230	84,1	Terceiros	STD-CRD-T1	92	138	55	Terceiros
STD-NTD-R1	173	69	89,3	Terceiros	STD-NTD-R1	94	69	89,3	Terceiros
SMD-ACD-T1	280	138	49,5	Terceiros	CGD-STD-T1	1144	138	117,3	Terceiros
STD-NTD-R1	29	69	89,3	Terceiros	PAF-BNO-U1	1676	230	170,1	Terceiros
LGZ-AGD-W1	386	500	248,4	Meio Ambiente	CRD-SMD-T1	423	138	38,8	Terceiros
STD-NTD-R1	5	69	89,3	Terceiros	SBD-FTZ-U1	329	230	236,3	Terceiros
CRD-SMD-T1	368	138	38,8	Terceiros	STD-NTD-R1	48	69	89,3	Terceiros

Continua na próxima página.

LINHA	TEMPO (dias)	TENSAO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA	LINHA	TEMPO (dias)	TENSAO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA
MLG-BNB-U1	1089	230	225,9	Terceiros	STD-NTD-R1	15	69	89,3	Terceiros
LGZ-AGD-W1	66	500	248,4	Terceiros	CGD-STD-T1	49	138	117,3	Terceiros
CGD-CGU-R1	378	69	9,3	Terceiros	STD-NTD-R1	5	69	89,3	Terceiros
STD-NTD-R1	85	69	89,3	Terceiros	MSD-ACD-U1	308	230	71,3	Terceiros
STD-CRD-T1	786	138	55	Terceiros	BNB-FTZ-U1	410	230	177,2	Terceiros
BNO-MLG-U1	212	230	83,7	Terceiros	CGD-STD-T1	42	138	117,3	Terceiros
PRD-RCD-R1	599	69	21	Construção	CGD-GNN-U1	16	230	99,2	Manutenção
ITB-CTU-U1	472	230	220,6	Meio Ambiente	CGD-STD-T1	5	138	117,3	Terceiros
PAF-CCD-U2	247	230	133,8	Terceiros	CGD-STD-T1	9	138	117,3	Terceiros
STD-NTD-R1	78	69	89,3	Terceiros	MLG-BNB-U1	106	230	225,9	Terceiros
CGD-STD-T1	99	138	117,3	Terceiros	JZD-SNB-U2	1227	230	148,5	Terceiros
STD-NTD-R1	22	69	89,3	Terceiros	CGD-STD-T2	734	138	117,3	Terceiros
CGD-STD-T1	18	138	117,3	Manutenção	CRD-SMD-T1	80	138	38,8	Terceiros
CGD-CGU-R1	672	69	9,3	Meio Ambiente	ABX-MXT-R1	352	69	5,3	Terceiros
CGD-STD-T2	366	138	117,3	Terceiros	PAF-AGL-U4	408	230	221	Terceiros
AGL-CGD-U2	1004	230	188,7	Terceiros	BNO-MLG-U2	1157	230	84,1	Terceiros
PRD-RCD-R1	104	69	21	Meio Ambiente	AGL-RCD-U3	1005	230	171,7	Manutenção
PAF-BNO-U2	294	230	170,7	Terceiros	ABX-MLU-R1	671	69	6,5	Terceiros
LGZ-AGD-W1	708	500	248,4	Meio Ambiente	AGL-CGD-U2	682	230	188,7	Terceiros
AGL-CGD-U1	296	230	188,7	Terceiros	BNB-FTZ-U1	299	230	177,2	Terceiros
STD-NTD-R1	107	69	89,3	Terceiros	CRD-SMD-T1	48	138	38,8	Terceiros
CGD-STD-T2	66	138	117,3	Terceiros	CTG-MTT-U1	2256	230	30	Terceiros
BNB-FTZ-U1	207	230	177,2	Terceiros	STD-NTD-R1	212	69	89,3	Terceiros
STD-NTD-R1	81	69	89,3	Terceiros	CGD-STD-T1	139	138	117,3	Terceiros
AGL-CGD-U2	156	230	188,7	Meio Ambiente	CGD-STD-T2	116	138	117,3	Terceiros
ABX-MLU-R1	1774	69	6,5	Terceiros	FNL-ENP-U1	217	230	244,8	Meio Ambiente
CRD-SMD-T1	367	138	38,8	Meio Ambiente	GVM-FNL-U1	9	230	218,4	Meio Ambiente
STD-NTD-R1	38	69	89,3	Terceiros	PAF-BNO-U2	973	230	170,7	Construção
STD-NTD-R1	4	69	89,3	Manutenção	STD-NTD-R1	108	69	89,3	Terceiros
BNB-FTZ-U1	103	230	177,2	Terceiros	STD-NTD-R1	7	69	89,3	Terceiros
SBD-FTZ-U1	381	230	236,3	Terceiros	BNB-RSD-U1	267	230	110,4	Meio Ambiente
ZBU-XNG-R1	2490	69	56,5	Terceiros	STD-CRD-T1	466	138	55	Terceiros
CGD-STD-T1	237	138	117,3	Terceiros	SMD-ACD-T1	1470	138	49,5	Terceiros
CGD-CGU-R1	239	69	9,3	Meio Ambiente	STD-NTD-R1	35	69	89,3	Terceiros
CGD-CGU-R1	12	69	9,3	Meio Ambiente	GVM-FNL-U1	48	230	218,4	Meio Ambiente
STD-NTD-R1	45	69	89,3	Terceiros	STD-NTD-R1	4	69	89,3	Terceiros
BNB-FTZ-U1	65	230	177,2	Terceiros	STD-NTD-R1	6	69	89,3	Terceiros
PAF-BNO-U3	691	230	170,8	Terceiros	BNB-RSD-U1	35	230	110,4	Meio Ambiente
CGD-STD-T1	73	138	117,3	Terceiros	MLG-BNB-U1	258	230	225,9	Terceiros

Continua na próxima página.

LINHA	TEMPO (dias)	TENSAO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA	LINHA	TEMPO (dias)	TENSAO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA
PAF-CCD-U1	1467	230	134,2	Construção	CGD-CGU-R1	826	69	9,3	Terceiros
STD-NTD-R1	121	69	89,3	Terceiros	UPE-JEQ-R1	2429	69	20,5	Terceiros
CMD-CTG-U1	727	230	22,9	Meio Ambiente	BNB-FTZ-U1	209	230	177,2	Manutenção
PAF-AGL-U4	700	230	221	Terceiros	STD-CRD-T1	85	138	55	Terceiros
STD-NTD-R1	85	69	89,3	Terceiros	CGD-GNN-U1	374	230	99,2	Terceiros
BNB-RSD-U1	744	230	110,4	Terceiros	CGD-STD-T1	238	138	117,3	Construção
ABX-MXT-R1	203	69	5,3	Terceiros	PRD-RCD-R1	1158	69	21	Construção
PAF-BNO-U3	276	230	170,8	Terceiros	STD-CRD-T1	76	138	55	Construção
STD-CRD-T1	782	138	55	Terceiros	CGD-STD-T1	60	138	117,3	Terceiros
BNB-FTZ-U1	314	230	177,2	Terceiros	STD-NTD-R1	206	69	89,3	Terceiros
CGD-STD-T1	298	138	117,3	Terceiros	PRD-RCD-R1	105	69	21	Terceiros
CGD-STD-T1	5	138	117,3	Terceiros	STD-NTD-R1	28	69	89,3	Terceiros
FTZ-DMG-U1	764	230	7,1	Terceiros	PAF-AGL-U3	2267	230	220,2	Manutenção
MLG-BNB-U1	912	230	225,9	Terceiros	BNB-FTZ-U1	348	230	177,2	Terceiros
CGD-GNN-U1	512	230	99,2	Terceiros	CGD-STD-T2	505	138	117,3	Terceiros
CRD-SMD-T1	450	138	38,8	Terceiros	CGD-CGU-R1	399	69	9,3	Meio Ambiente
MSD-ACD-U1	801	230	71,3	Terceiros	CGD-STD-T1	312	138	117,3	Terceiros
STD-NTD-R1	229	69	89,3	Terceiros	CTG-CTU-R1	3574	69	48,7	Causa Própria
STD-NTD-R1	2	69	89,3	Terceiros	BNB-RSD-U1	655	230	110,4	Terceiros
MLG-BNB-U1	88	230	225,9	Meio Ambiente	CGD-CGU-R1	246	69	9,3	Meio Ambiente
CRD-SMD-T1	76	138	38,8	Terceiros	FTZ-DMG-U1	1185	230	7,1	Terceiros
CGD-STD-T1	145	138	117,3	Terceiros	AGL-CGD-U2	934	230	188,7	Terceiros
CRD-SMD-T1	34	138	38,8	Terceiros	ITB-CTU-U1	1868	230	220,6	Terceiros
BNB-RSD-U1	295	230	110,4	Terceiros	LGZ-AGD-W1	1775	500	248,4	Meio Ambiente
FNL-ENP-U1	13	230	244,8	Terceiros	LGZ-OLD-W1	2796	500	248,6	Terceiros
CGD-GNN-U1	133	230	99,2	Manutenção	CGD-STD-T1	377	138	117,3	Terceiros
STD-NTD-R1	636	69	89,3	Terceiros	JZD-SNB-U1	680	230	148,5	Terceiros
JZD-SNB-U1	2373	230	148,5	Terceiros	RCD-PRD-U1	4286	230	27,6	Construção
JZD-SNB-U2	1151	230	148,5	Terceiros	AGD-RCD-W1	3113	500	169	Construção
CGD-STD-T1	54	138	117,3	Terceiros	ITB-CTU-U1	958	230	220,6	Terceiros
CGD-STD-T2	537	138	117,3	Terceiros	TAC-CGD-U2	647	230	124,7	Terceiros
ABX-MLU-R1	1146	69	6,5	Causa Própria	BNB-FTZ-U1	380	230	177,2	Terceiros
PRD-RCD-R1	719	69	21	Terceiros	CTG-CTU-R1	1108	69	48,7	Meio Ambiente
CGD-STD-T1	63	138	117,3	Terceiros	CTG-CTU-R2	663	69	48,7	Terceiros
CGD-STD-T2	61	138	117,3	Terceiros	CTG-CTU-R2	21	69	48,7	Terceiros
ZBU-MXT-R1	961	69	7,2	Terceiros	CRD-SMD-T1	229	138	38,8	Causa Própria
CGU-BVT-R1	1379	69	9,2	Terceiros	PRD-RCD-R1	330	69	21	Terceiros
ABX-MLU-R1	73	69	6,5	Terceiros	SOB-LGZ-W2	2977	500	316	Terceiros
PAF-CCD-U2	2170	230	133,8	Terceiros	LGZ-AGD-W1	1097	500	248,4	Meio Ambiente

Continua na próxima página.

LINHA	TEMPO (dias)	TENSAO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA	LINHA	TEMPO (dias)	TENSAO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA
SBD-FTZ-U1	1908	230	236,3	Terceiros	CTG-CTU-R2	104	69	48,7	Terceiros
FTZ-DMG-U1	334	230	7,1	Terceiros	BNO-MLG-U2	548	230	84,1	Terceiros
CGU-BVT-R1	82	69	9,2	Terceiros	PAF-BNO-U2	2035	230	170,7	Terceiros
PAF-AGL-U3	850	230	220,2	Manutenção	CRD-SMD-T1	224	138	38,8	Terceiros
SBD-FTZ-U1	34	230	236,3	Terceiros	RLD-TRK-U1	3162	230	23,2	Manutenção
CGD-BVT-R1	664	69	7,2	Terceiros	BNB-FTZ-U2	485	230	176	Terceiros
ABX-MLU-R1	170	69	6,5	Terceiros	ZBU-ITP-R1	931	69	27	Terceiros
BNO-MLG-U2	1403	230	84,1	Terceiros	ZBU-XNG-R1	2976	69	56,5	Terceiros
ZBU-ITP-R1	2923	69	27	Terceiros	BNB-FTZ-U1	440	230	177,2	Terceiros
BNO-MLG-U2	13	230	84,1	Terceiros	ZBU-XNG-R1	79	69	56,5	Terceiros
PAF-CCD-U1	1926	230	134,2	Terceiros	SMD-ACD-T1	2256	138	49,5	Terceiros
AGL-RCD-U2	3600	230	171,7	Terceiros	PAF-AGL-U4	2462	230	221	Meio Ambiente
BNB-FTZ-U1	865	230	177,2	Terceiros	CGD-STD-T1	695	138	117,3	Construção
FTZ-DMG-U2	2133	230	7,1	Terceiros	UPE-JEQ-R1	2276	69	20,5	Terceiros
BNB-FTZ-U1	80	230	177,2	Terceiros	ABX-MXT-R1	860	69	5,3	Meio Ambiente
STD-NTD-R1	451	69	89,3	Construção	MLG-BNB-U1	2362	230	225,9	Terceiros
BNO-MLG-U2	188	230	84,1	Terceiros	AGD-RCD-W2	5175	500	170,7	Manutenção
TAC-CGD-U1	275	230	124,7	Terceiros	CGD-GNN-U1	2353	230	99,2	Terceiros
PAF-CCD-U2	368	230	133,8	Terceiros	BNB-FTZ-U1	313	230	177,2	Terceiros
PRD-RCD-R1	525	69	21	Terceiros	BNB-FTZ-U1	5	230	177,2	Terceiros
CRD-SMD-T1	1659	138	38,8	Terceiros	CGD-STD-T2	901	138	117,3	Terceiros
ABX-MXT-R1	1732	69	5,3	Causa Própria	LGZ-SOB-W1	350	500	290,6	Meio Ambiente
CRD-SMD-T1	62	138	38,8	Terceiros	SOB-LGZ-W2	650	500	316	Meio Ambiente
STD-CRD-T1	1430	138	55	Terceiros	SIM-PIC-U1	2902	230	99,6	Terceiros
CGD-STD-T1	585	138	117,3	Terceiros	ABX-ZBU-R1	3401	69	5,4	Terceiros
CGD-STD-T2	585	138	117,3	Terceiros	PAF-BNO-U3	3180	230	170,8	Manutenção
BNB-FTZ-U2	475	230	176	Terceiros	PAF-ITB-U3	1736	230	162,5	Terceiros
ZBU-XNG-R1	2976	69	56,5	Terceiros	CGU-BVT-R1	38	69	9,2	Terceiros
BNB-FTZ-U1	440	230	177,2	Terceiros	BNB-FTZ-U1	427	230	177,2	Terceiros
ZBU-XNG-R1	79	69	56,5	Terceiros	PAF-AGL-U3	1797	230	220,2	Meio Ambiente
SMD-ACD-T1	2256	138	49,5	Terceiros	PAF-AGL-U4	650	230	221	Meio Ambiente
PAF-AGL-U4	2462	230	221	Meio Ambiente	STD-CRD-T1	1327	138	55	Terceiros
CGD-STD-T1	695	138	117,3	Construção	BNB-FTZ-U3	181	230	176	Meio Ambiente
UPE-JEQ-R1	2276	69	20,5	Terceiros	SMD-ACD-T1	699	138	49,5	Terceiros
ABX-MXT-R1	860	69	5,3	Meio Ambiente	PAF-BNO-U3	292	230	170,8	Terceiros
MLG-BNB-U1	2362	230	225,9	Terceiros	PAF-CCD-U2	1561	230	133,8	Terceiros
AGD-RCD-W2	5175	500	170,7	Manutenção	CGU-BVT-R1	138	69	9,2	Terceiros
CGD-GNN-U1	2353	230	99,2	Terceiros	MLG-BNB-U1	653	230	225,9	Terceiros
BNB-FTZ-U1	313	230	177,2	Terceiros	MLG-BNB-U1	24	230	225,9	Terceiros

Continua na próxima página.

LINHA	TEMPO (dias)	TENSAO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA	LINHA	TEMPO (dias)	TENSAO (kV)	EXT. (Km)	TIPO DE FALHA
BNB-FTZ-U1	5	230	177,2	Terceiros	CGU-BVT-R1	51	69	9,2	Terceiros
CGD-STD-T2	901	138	117,3	Terceiros	AGL-RCD-U2	1842	230	171,7	Manutenção
LGZ-SOB-W1	350	500	290,6	Meio Ambiente	PAF-CCD-U2	153	230	133,8	Terceiros
SOB-LGZ-W2	650	500	316	Meio Ambiente	STD-NTD-R1	1825	69	89,3	Terceiros
SIM-PIC-U1	2902	230	99,6	Terceiros	STD-NTD-R1	6	69	89,3	Terceiros
ABX-ZBU-R1	3401	69	5,4	Terceiros	CGU-BVT-R1	137	69	9,2	Terceiros
PAF-BNO-U3	3180	230	170,8	Manutenção	PRD-RCD-R1	1410	69	21	Causa Própria
PAF-ITB-U3	1736	230	162,5	Terceiros	BNO-MLG-U1	4415	230	83,7	Terceiros
ZBU-XNG-R1	525	69	56,5	Terceiros	ABX-MLU-R1	2123	69	6,5	Manutenção
BNB-FTZ-U3	2424	230	176	Manutenção	CGD-STD-T1	1153	138	117,3	Terceiros
ZBU-ITP-R1	629	69	27	Manutenção	LGZ-MLG-W1	311	500	231,2	Terceiros
UPE-JEQ-R1	448	69	20,5	Terceiros	CGD-BVT-R1	2254	69	7,2	Terceiros
MLG-BNB-U2	565	230	225,1	Meio Ambiente	PAF-BNO-U2	1570	230	170,7	Terceiros
CGU-BVT-R1	1740	69	9,2	Terceiros	SBT-FZD-W1	1030	500	210,8	Meio Ambiente
SOB-LGZ-W2	350	500	316	Terceiros	BNB-FTZ-U3	708	230	176	Terceiros
CGU-BVT-R1	6	69	9,2	Terceiros	STD-CRD-T1	755	138	55	Terceiros